

Seppo Hyttinen

# AURINKO- JA TUULIENERGIA SEKÄ NIIDEN YHTEISKÄYTTÖ KOHDEKOH- TAISESSA SÄHKÖN PIENTUOTAN- NOSSA

Esimerkkikohde: Kotka Maretarium Oy

Opinnäytetyö  
Automaatiotekniikka

2017



Kaakkois-Suomen  
ammattikorkeakoulu

Tekijä/Tekijät	Tutkinto	Aika
Seppo Hyttinen	Insinööri (AMK)	Huhtikuu 2017
<b>Opinnäytetyön nimi</b>  Aurinko- ja tuulienergia sekä niiden yhteiskäyttö kohdekohtaisessa sähkön pientuotannossa		74 sivua 4 liitesivua
<b>Toimeksiantaja</b>  Ecool hanke / Kotka Maretarium Oy		
<b>Ohjaaja</b>  Marko Saxell		
<b>Tiivistelmä</b>  <p>Useamman kuin yhden uusiutuvan energiamuodon yhteiskäyttöä energian tuotannossa kutsutaan hybridijärjestelmiksi. Hybridijärjestelmien käyttöä energiantuotannossa on tutkittu 2000-luvulla melko paljon. Tutkimukset painottuvat saarekekäyttöihin ja verkon ulkopuolisiin ratkaisuihin. Kiinteään verkon alueella toimivaa kohdekohtaista hybridituotantoa on tutkittu vähemmän. Opinnäytetyö käsittelee tuuli- ja aurinkoenergiaa ja niiden yhteiskäyttöä omaenergiantuotantoon kiinteään verkkoon liitetyn kohteen tapauksessa. Työ keskittyy sähköenergian pientuotantoon. Esimerkkikohteena toimii Akvaariotalo Kotkan Maretarium Oy.</p> <p>Työssä käydään läpi aurinko- ja tuulienergian peruskäsitteitä, laitteistojen tavallisimpia rakenteita sekä lyhyesti akku- ja säädintekniikkaa. Yhteiskäytön osalta luodaan katsaus sekä taloudellisiin että teknisiin haasteisiin. Työssä luodaan myös katsaus sähkön pientuotannossa huomioon otaviin määräyksiin ja lupa-asioihin.</p> <p>Esimerkkikohteessa kartoitettiin kohteen energiankäytön jakautumista ja mahdollisuuksia aurinko- ja tuulivoiman asentamiselle. Oman energiantuotannon kustannuksia ja tuottoa tarkasteltiin 22,9 kWp aurinkopaneelien ja kolmen eri tuuliturbiinin kesken. Päähuomio asetettiin suoraan verkkoon kytkettävään laitteistoon. Työn tuloksena hybridijärjestelmä todettiin vertailuilla laitteistoilla taloudellisesti kannattamattomaksi.</p> <p>Työn perusteella verkkoon kytketyn tuuli- ja aurinko-hybridijärjestelmän suunnittelu on haasteellinen tehtävä. Pääsyytä on kolme. Ensinnäkin pientuulivoiman osalta tietoaineistoa on heikosti saatavilla. Toiseksi teknis-taloudellinen optimointi vaatisi kaupallisen mallinnusohjelman käyttöä. Lisäksi eri toimittajien säätöjärjestelmien yhteen toimivuudesta ei ole saatavilla tarpeeksi tietoa.</p>		
<b>Asiasanat</b>  Aurinkovoima, tuulivoima, pientuotanto, hybridijärjestelmä		

Author (authors)	Degree	Time
Seppo Hyttinen	Bachelor of Engineering	April 2017
<b>Thesis Title</b> Solar- and Wind Energy and combined use in case-oriented small-scale energy consumption.		74 pages 4 pages of appendices
<b>Commissioned by</b>  Ecool Project / Kotka Maretarium Oy		
<b>Supervisor</b>  Marko Saxell		
<b>Abstract</b>  <p>The systems, where more than one renewable energy sources are combined, are called hybrid systems. There are several studies published in the 21<sup>st</sup> century for the use of hybrid systems in energy supply. The studies are focused in places where there is no existing grid i.e. Off-Grid-systems. There are less studies in cases, where hybrid systems are connected to the grid available i.e. On-Grid-systems. In this thesis, the focus was in the solar and wind energy and small-scale solar-wind -hybrid systems in On-Grid cases. The example case was Kotka Maretarium Oy.</p> <p>In this thesis, the basic principles of solar and wind energy, the basic structure of the solar and wind systems, and the basics of battery- and controller techniques are presented. The techno-economical challenges for hybrid systems and the required regulations and permits to produce small-scale electricity are described shortly.</p> <p>In the example case Maretarium the segmentation of electricity consumption and possibilities to produce electricity locally were studied. The hybrid system was examined between 22,9 kWp solar panel system and three small-scale wind turbines. The hybrid system proved to be uneconomic.</p> <p>This thesis reveals that the planning of a solar-wind hybrid system is a challenging task. There are three main reasons for that. Firstly, the data available for small-scale wind turbines is limited. Secondly, the techno-economical optimization requires the use of commercial design-software. Finally, it is uncertain how the control systems of the different suppliers work together.</p>		
<b>Keywords</b>  Solar power, wind power, small-scale production, hybrid systems		

# SISÄLLYS

1	JOHDANTO.....	6
2	SÄHKÖN PIENTUOTANNOSTA YLEISESTI .....	7
3	AURINKOENERGIA .....	8
3.1	Aurinkokeräin.....	9
3.2	Aurinkopaneelit .....	9
3.2.1	Aurinkopaneelien teho .....	11
3.2.2	Aurinkopaneelien liittäminen verkkoon.....	15
4	TUULIVOIMA.....	16
4.1	Tuuliturbiinin perusrakenteet .....	20
4.2	Tuuliturbiinien generaattoriratkaisuja .....	23
4.2.1	Vakionopeuksinen ratkaisu .....	23
4.2.2	Kaksoissyötetty epätahtigeneraattori .....	24
4.2.3	Täystehotaajuusmuuttajalla varustettu generaattori .....	25
5	AKKUTEKNIikka .....	25
5.1	Lyijy- ja litiumakku.....	26
5.2	PWM- ja MPPT-säätö .....	27
6	AURINKO- JA TUULIENERGIAN YHTEISKÄYTTÖ.....	28
6.1	Yhteiskäytön teknisiä haasteita.....	28
6.2	Yhteiskäytön taloudellisia haasteita .....	30
7	ESIMERKKIKOHDE KOTKAN MARETARIUM.....	32
7.1	Sähköenergian kulutus .....	33
7.2	Laitteiston koon määrittäminen .....	35
7.3	Aurinkopaneelit .....	36
7.3.1	Aurinkopaneelien kattoasennus.....	39
7.3.2	Aurinkopaneelien seinäasennus .....	42

7.4	Tuulienergia .....	43
7.4.1	Suomen Tuuliatlaksen data-aineisto .....	45
7.4.2	Kohteen tuulimittaus .....	47
7.4.3	Tuulen tuottoarvio .....	49
7.5	Taloudellinen tarkastelu .....	53
7.5.1	Aurinkosähkö .....	54
7.5.2	Tuuliturbiini .....	60
7.5.3	Yhteiskäyttö .....	63
7.6	Johtopäätökset .....	65
8	YHTEENVETO .....	66
	LÄHTEET .....	70

## LIITTEET

Liite 1. Maretariumin tuntikulutusdata

Liite 2. Suomen Tuuliatlaksen vuosituuliruusu

Liite 3. Aurinkopaneelien koroton TMA

Liite 4. Aurinko- ja tuulivoima, yhteiskäytön koroton TMA

## 1 JOHDANTO

Yhtenä keinona fossiilisten polttoaineiden ja niistä aiheutuvien päästöjen vähentämiseksi on tuottaa energiaa uusiutuvilla energialähteillä. Uusiutuviksi energialähteiksi voidaan luokitella aurinko, tuuli, vesi, maalämpö sekä erilaiset biomateriaalit. (Motiva 2017.)

Uusiutuvien energialähteiden yhteiskäyttöjärjestelmistä, niin sanotuista hybridijärjestelmistä, on julkaistu 2000-luvulla useita tutkimuksia. Tutkimukset painottuvat kiinteän verkon ulkopuolisiin järjestelmiin ja saarekekäyttöihin. Tällaisia ovat esimerkiksi eristyneiden alueiden ja erilaisten tutkimus- ja viestintälaitteistojen energian tuotanto. Toinen painopistealue on kaupalliseen energian tuotantoon tarkoitettujen yhdistelmäjärjestelmien teknistaloudelliset haasteet. Hybridijärjestelmien soveltuvuudesta kohdekohtaiseen energiantuotantoon kiinteän verkon alueella on sen sijaan niukasti tutkittua tietoa.

Opinnäytetyössä keskitytään aurinko- ja tuulivoiman yleisiin periaatteisiin ja järjestelmien rakenteisiin sähköenergian kohdekohtaisen pientuotannon näkökulmasta kiinteän verkon alueella. Työssä selvitetään aurinko- ja tuulivoimasta koostuvan hybridijärjestelmän suunnittelun haasteita. Työn pääasiallisena tietolähteenä käytettiin internetistä saatavilla olevaa aineistoa. Työn konkretisoimiseksi käytännön esimerkkitapahtumana toimi akvaariotalo Kotkan Maretarium Oy. Kohteessa kartoitettiin mahdollisuutta tuottaa osa energian tarpeesta aurinko- tai tuulivoimalla tai näiden yhdistelmällä.

## 2 SÄHKÖN PIENTUOTANNOSTA YLEISESTI

Pientuotannon määritelmänä voidaan käyttää voimalan nimellis- tai maksimitehoa. Sähkömarkkinalaissa sähkön pientuotannon rajana on 2 MVA (Sähkömarkkinalaki SML 588/2013, 3§12). Pientuotannon lisäksi esiintyy termi mikrotuotanto, jolla yleisesti tarkoitetaan tietyn kohteen pienjänniteverkkoon kytkettyjä  $\leq 50$  kVA:n laitteistoja. (Motiva 2016a.)

Pientuotantolaitteistot voivat olla jakeluverkosta erillisiä ns. Off-Grid-laitteistoja tai olemassa olevaan verkkoon kytkettyjä ns. On-Grid-laitteistoja. On-Grid-tapauksessa voidaan erottaa laitteistot, joiden tuottama sähkö käytetään kokonaan paikallisesti ja syöttöä jakeluverkkoon päin ei ole, sekä laitteistot, jotka tuottavat sähköä myös jakeluverkkoon päin.

Pienimuotoista sähköä tuotetaan useimmiten aurinkoenergialla, tuulivoimalla, pienvesivoimalla, dieselgeneraattorilla sekä pien-CHP-laitteistoilla tai näiden erilaisilla yhdistelmillä. CHP-laitteistoissa voidaan käyttää polttoaineena maakaasua, biopolttoaineita ja puupohjaisia polttoaineita. (Motiva 2016a.)

Mikäli pientuotanto liitetään jakeluverkkoon niin, että siirto verkkoon päin on mahdollista, on laitteisto varustettava erillisellä mittauslaitteistolla. Erillistä tuotannon mittausta ei kuitenkaan tarvita mikrotuotantolaitteistossa, joka on liitetty enintään 3 x 63 A pääsulakkeilla varustettuun käyttöpaikkaan. Tällöin mittaamiseen riittää verkosta otetun ja verkkoon syötetyn energian mittaus. (Motiva 2016a.)

Veroteknisesti sähköntuottaja, joka tuottaa sähköä alle 50 kVA:n tehoisella generaattorilla, on vapautettu sähköverosta. Mikäli tuotantolaitteistoa ei ole kytketty verkkoon, sähköverovapaus koskee alle 2 000 kVA:n generaattoreita. Verkkoon liitettävän laitteiston ollessa kyseessä on jakeluverkkoyhtiön kanssa tehtävä verkkoliitännäsopimus sekä tarvittaessa erillinen tuotannon liittymäsopimus. Kanta-verkkoyhtiö Fingridille ja Energiavirastolle on tehtävä selvitys, mikäli suunnitellun voimalan teho ylittää 1 MVA. (Motiva 2016a.)

Pientuotantolaitteiston tulee täyttää turvallisuusvaatimukset laitteiston suojausten, saarekekäytön estämisen, sähkön laadullisten suureiden (loisteho, jännitevaihtelut, virtapiikit, yliaallot) sekä laitteiston verkosta erottamisen suhteen. Jakeluverkon haltijalla tulee olla esteetön pääsy laitteiston erotuskytkimeen tai kaukokytkenämahdollisuus. (Motiva 2016a.)

Mikäli laitteisto kytketään yleiseen sähköverkkoon, tai kyseessä on yli 50 V vaihtojännite tai yli 120 V tasajännite, on työt teetettävä riittävän pätevyyden omaavilla henkilöillä (Motiva 2016a).

Jakeluverkon haltijalla voi olla edellä mainituista vaateista poikkeavia rajoituksia tai käytäntöjä. Pientuotantolaitteistoa harkittaessa onkin syytä olla varhaisessa vaiheessa yhteydessä jakeluverkon haltijaan mahdollisten lisävaateiden selvittämiseksi (Motiva 2016a).

Pientuotantovoimaloiden vaatimat rakennuslupa-asiat vaihtelevat kunnittain. Pelkkä toimenpidelupa voi riittää rakennettaessa mikrovoyalaa kaava-alueen ulkopuolelle, kaava-alueella vaaditaan usein rakennuslupa. Tuulivoiman osalta maston korkeudesta riippuen voi myös maisemallisen vaikutusten arviointi olla tarpeen. Aurinkopaneelien osalta vaadittava lupa saattaa riippua siitä, muuttuuko rakennuksen kattoprofiili olennaisesti alkuperäisestä. (Motiva 2016a.) Koska yhtenäistä ohjeistusta ei ole, on syytä olla yhteydessä kunnalliseen rakennusvalvontaan ennen rakennuspäätösten tekoa.

### **3 AURINKOENERGIA**

Aurinkoenergiaa voidaan hyödyntää joko aktiivisilla tai passiivisilla keinoilla. Passiiviset keinot tarkoittavat auringon säteilyenergian lämpösisällön hyödyntämistä rakennusten sijoittelulla ja rakenteellisilla ratkaisuilla.

Passiivisista keinoista esimerkkejä ovat rakennuksen lämmitysenergiatarpeen alentaminen ikkunoista saatavaa suoraa auringonsäteilyä hyödyntämällä, ilmanvaihdoissa ulkoilman esilämmityksen energiatarpeen pienentäminen auringon sä-



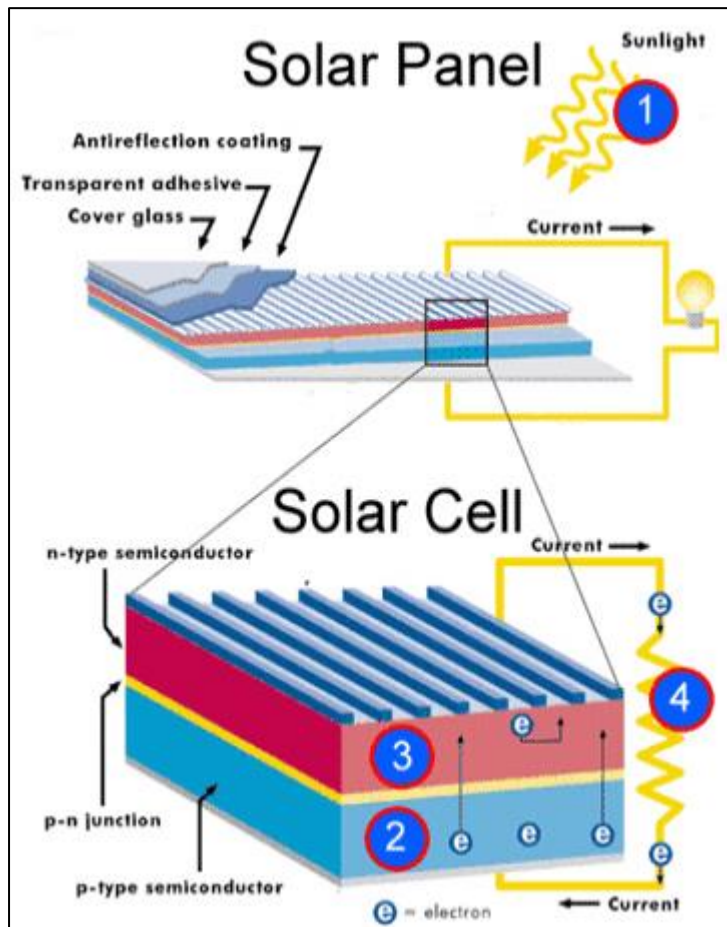
teilyn avulla sekä painovoimaisen ilmanvaihdon tehostaminen käyttämällä poistohormin pinnoitteena tummasävyistä materiaalia tai maalia. Myös rakennuksen suuntaaminen etelään sekä sijoittaminen tuulelta suojaiseen paikkaan ovat passiivisen hyödyntämisen keinoja. Aktiivisia keinoja ovat auringon säteilyenergian muuttaminen lämmöksi tai sähköksi aurinkokeräimillä tai aurinkopaneeleilla. (Motiva 2016b.)

### **3.1 Aurinkokeräin**

Aurinkokeräimet muuttavat säteilyenergian lämmöksi, joka siirretään lämmönsiirtoaineen välityksellä eteenpäin. Aurinkokeräimet voidaan jaotella neste- ja ilma-kiertoisiin, ja nestekiertoiset edelleen taso- ja tyhjiöputkikeräimiin. Useimmiten keräimillä tuotettu lämpö varastoidaan lämpövaraajaan, tyypillisesti lämminvesivaraajaan, josta se on edelleen hyödynnettävissä lämmönvaihtimien avulla. Nestekiertoisissa järjestelmissä siirtoaineena toimii lämmönsiirtoneste, esimerkiksi vesi-glykoliseos. Keräinjärjestelmä käsittää itse keräimen, siirtoputkiston, varaajan sekä pumppu-ohjaus-yksikön. (Motiva 2016b.)

### **3.2 Aurinkopaneelit**

Aurinkosähköpaneelit perustuvat valosähköiseen ilmiöön. Auringon säteilyn fotonit absorboituvat aurinkopaneelin kennomateriaalin atomeihin irrottaen näistä elektroneja. Kerrostamalla erityyppisiä puolijohdemateriaaleja saadaan aikaan rakenne, jossa elektronit kasautuvat eri puolille synnyttäen potentiaalieron. Kun eri kerrokset yhdistetään johtimella, saadaan aikaan elektronien virtaus. Liittämällä johtimeen kuorma saadaan aikaan virtapiiri. Kennojen valmistukseen käytetään pääasiassa yksi- tai monikiteistä piitä. (Solarplanner 2015.) Aurinkopaneelin toiminnan periaate on esitetty kuvassa 1.



Kuva 1. Aurinkopaneelin periaate (Solarplanner 2015)

Piipohjaisiin aurinkokennoihin perustuvien aurinkopaneelien hyötysuhde on viime vuosina kivunnut tasaisesti ylöspäin. Tehokkaimmilla paneeleilla saavutetaan  $\geq 20\%$  hyötysuhde, mutta yleisesti liikutaan noin  $15 - 17\%$  tasolla (Ecoexperts 2017).

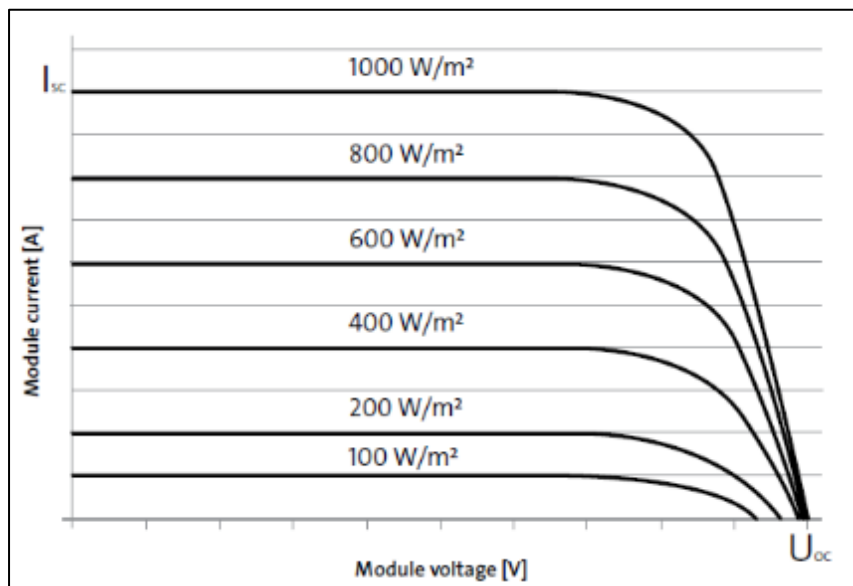
Ohutkalvotekniikka on toinen aurinkosähköpaneelien valmistustekniikka. Siinä valoherkkää ainetta kerrostetaan edulliselle pohjamateriaalille, esimerkiksi lasille tai muoville. Yksi tuoreimmista tutkimuksen alla olevista materiaaleista ohutkalvotekniikan saralla on pervoskiitti. Se on yhdiste, jonka valoon reagoiva kerros koostuu hybridistä lyijy- tai tinahalidipohjaisesta kalvosta. Pervoskiitti on suhteellisen edullista valmistuskustannuksiltaan ja materiaalia voidaan käyttää erilaisten pintojen päällystämiseen esimerkiksi ruiskuttamalla. Materiaali on kuitenkin käyttäytymiseltään toistaiseksi melko alhainen, ilman erillistä suojakerrosta tekninen käyttöikä lasketaan kuukausissa vuosien sijaan. (Genesisnanotech 2016.)

Ohutkalvotekniikalla saavutetaan hieman kennotekniikkaa suurempi tehontuotto valaistusolosuhteiden huonontuessa. Toisaalta niiden hyötysuhde on toistaiseksi hieman kennotekniikkaa huonompi, n. 14 - 16 %. (Motiva 2017a.)

Aurinkosähköä hyödyntäviä rakenteita voidaan valmistaa myös polymeereistä eli orgaanisesta materiaalista. Käyttämällä syväpaino- tai silkkipainotekniikkaa voidaan polymeereistä valmistaa erimuotoisia ohuita ( $\leq 0,2$  mm), taipuisia ja keveitä aurinkopaneeleita. Valmistustekniikalla voidaan massatuottaa erilaisten pintojen kattamisen soveltuvia aurinkopaneeleja. Niitä voidaan käyttää esimerkiksi seinäpinnoilla, ikkunoissa sekä erilaisten koneiden kattamiseen. Hyötysuhde on toistaiseksi melko alhainen (noin 5 %), mutta vastineeksi massatuotantomahdollisuus mahdollistaa edulliset hinnat. (Tampereen teknillinen yliopisto 2016.)

### 3.2.1 Aurinkopaneelien teho

Aurinkokennon tuottamaa tehoa kuvataan yleisesti ominaiskäyrällä, jossa esitetään kennosta saatavan virran ja jännitteen suhde. Suurin virta  $I_{sc}$  (A) saadaan kennon ollessa oikosulussa. Suurin jännite  $U_{oc}$  (V) syntyy, kun kennoa ei ole kytketty kuormaan. Alaindeksit  $sc$  = Short Circuit, oikosulku, ja  $oc$  = Open Circuit, avoin piiri, kuvaavat ko. arvoja. Virran maksimiarvo riippuu kennon pintaan kohdistuvan auringonvalon säteilytehosta ( $W/m^2$ ). (Isojunno 2014.) Kuva 2 havainnollistaa asiaa.



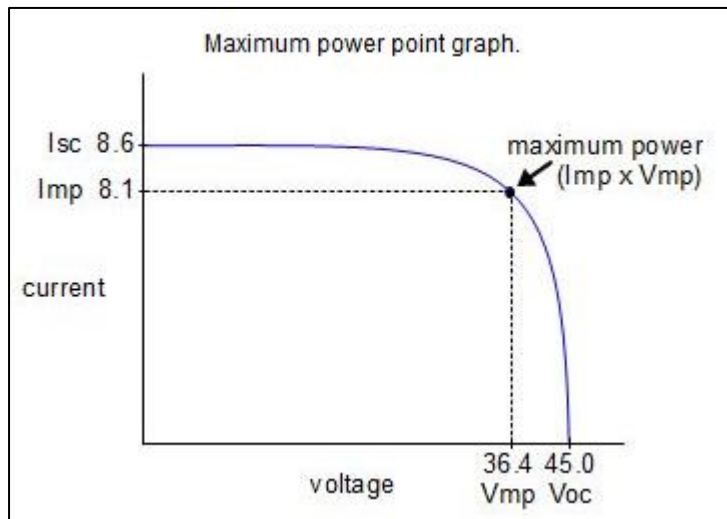
Kuva 2. Kennon ominaiskäyrä eri säteilyvoimakkuuksilla (Solarworld 2017)

Kennosta saatava suurin teho  $P$  (W) ja sen sijoittuminen käyrällä voidaan määrittää sähköopin tehokaavasta:

$$P = UI \quad (1)$$

jossa	$P$	Teho	[W]
	$U$	Jännite	[V]
	$I$	Virta	[A]

Suurimman tehon tuottavasta kuvaajan pisteestä käytetään nimitystä MPP, Maximum Power Point,  $P_{mpp}$ . Maksimiteho ilmoitetaan yleisesti piikkitehona (Peak Power) ja sen yksikkö merkitään  $W_p$ . Paneeleille ilmoitetaan usein myös maksimitehoa vastaavat virran ja jännitteen arvot,  $I_{mpp}$  ja  $U_{mpp}$ . (Isojunno 2014.) Kuvassa 3 on esitetty erään kennon MPP:n muodostuminen.



Kuva 3. Erään aurinkopaneelin ominaiskäyrä ja maksimitehopiste (Rimstar 2017)

Laskemalla kaavan 1 perusteella saadaan maksimitehoksi:

$$36,4 \text{ V} * 8,1 \text{ A} = 294,84 \text{ W}$$

Kuvan 3 paneelin maksimitehoksi on ilmoitettu  $P_{mpp} = 295 \text{ W}_p$  (STC). STC tulee sanoista Standard Test Conditions. Aurinkopaneelien testaamiseen on määritelty IEC-standardeissa vakioidut olosuhteet, joiden toteutuessa saavutetaan ilmoitetut

arvot. STC määrittelee saapuvan säteilyn intensiteetiksi  $1\,000\text{ W/m}^2$ , kennon pintalämpötilaksi  $25\text{ °C}$  ja ilmamassaksi  $1,5\text{ AM}$ . (Saarensilta 2013.)

Myös paneelien hyötysuhde ilmoitetaan standardin mukaisella  $1\,000\text{ W/m}^2$  säteilyteholla. Hyötysuhde määritetään kaavalla:

$$\eta = \frac{P_{mpp}}{(A * I_{ref})} \quad (2)$$

jossa	$P_{mpp}$	Paneelille ilmoitettu piikkiteho	$[W_p]$
	$A$	paneelin pinta-ala	$[m^2]$
	$I_{ref}$	STC-säteilyteho	$[W/m^2]$

Esimerkiksi nimellisteholtaan  $260\text{ W}_p$  ja pinta-alaltaan  $1,7\text{ m}^2$  paneelin hyötysuhdeeksi saadaan:

$$\eta = \frac{260\text{ W}_p}{(1,7\text{ m}^2 * 1000\text{ W/m}^2)} = 15,3\text{ \%} \quad (3)$$

Suomessa auringon säteilyn maksimivoimakkuudet vaihtelevat Helsingin noin  $980\text{ W/m}^2$  ja Sodankylän noin  $790\text{ W/m}^2$  välillä (Motiva 2017b).

Paneeleille ilmoitetut teholumemat perustuvat malliin, jossa auringon säteily kohdistuu kohtisuoraan paneelien pinnalle. Arvioitaessa todellista tehon tuottoa on arvioitava kohteen sijaintipaikan säteilymäärä. Kiinteässä asennuksessa on huomioitava auringon aseman muutos ajan suhteen, paneelien asennuskulma sekä suunta etelään nähden. Asennus- ja suuntakulman vaikutus voidaan laskea yhtälostä:

$$P = S * A * \cos\varphi \quad (4)$$

jossa	$S$	sijaintipaikan säteilyn voimakkuus	$[W/m^2]$
	$A$	paneelin pinta-ala	$[m^2]$
	$\cos \varphi$	säteilyn kohtisuorasta poikkeava kulma	

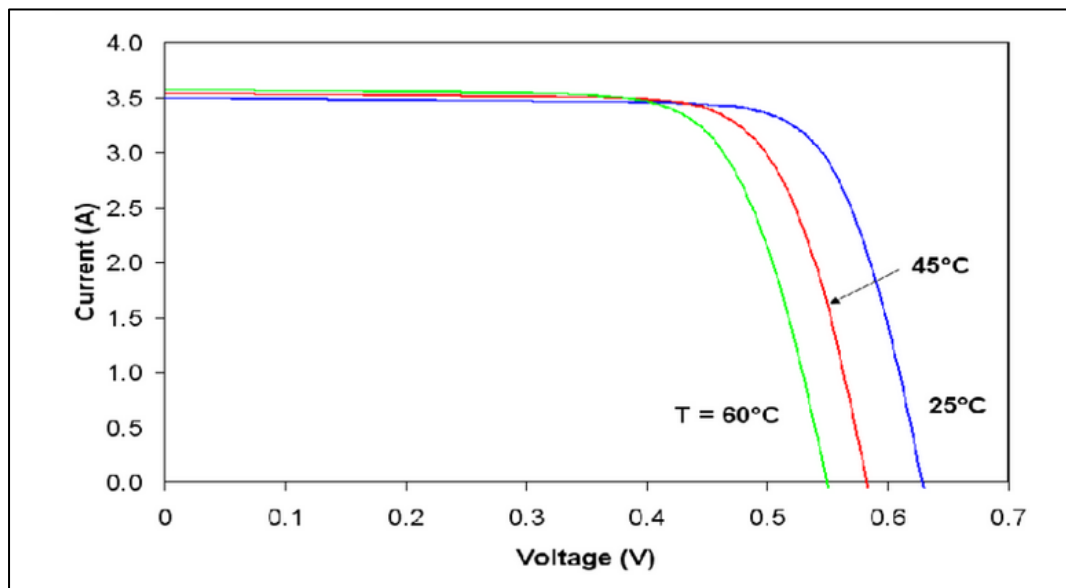
Paneelin asennuskulma voi poiketa ideaalisesta sekä pysty- että vaakasuoran suhteen. Tällöin on kertoimena huomioitava molempien poikkeamien  $\cos \varphi$ . Suomessa ideaalinen ilmansuunta on etelä ja kiinteästi asennetun paneelin kallistuskulma  $35 - 45^\circ$  (Motiva 2017c). Näin esimerkiksi Helsingin korkeudella yhdestä  $1,7 \text{ m}^2$  etelään  $40^\circ$  kallistuksella suunnatusta paneelistä saatavaksi teoreettiseksi maksimitehoksi tulee:

$$980 \text{ w/m}^2 * 1,7 \text{ m}^2 * (1 * \cos (40)) = 1\,276 \text{ W}$$

Mikäli ilmansuunta poikkeaa etelästä esimerkiksi  $20^\circ$ , on vastaava teho:

$$980 * 1,7 * (\cos (20) * \cos (40)) = 1\,200 \text{ W}$$

Lisäksi paneelistä saatava teho on riippuvainen paneelin pintalämpötilasta. Yhden asteen nousu standardin mukaisesta  $25^\circ\text{C}$  lämpötilasta pudottaa tehoa noin 0,5 %. Kuva 4 havainnollistaa paneelin ominaiskäyrän muutosta kohonneen lämpötilan funktiona.



Kuva 4. Lämpötilan vaikutus piikidekennon jännitteeseen ja virtaan (ResearchGate 2016)

Tässä työssä tehomallinnukseen on käytetty PVGIS-ohjelmistoa, joissa asennuspaikan koordinaatit ja asennustavasta johtuvat kulmaerot syötetään alkutietoihin. Näin asennustavasta johtuvaa alenemaa teoreettiseen maksimitehoon ei tarvitse laskea matemaattisesti erikseen.

PVGIS on vapaasti käytettävä aurinkoenergian mallinnusohjelma, joka on saatavilla Euroopan komission Joint Research Centre:n internet-sivuilta osoitteessa: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/solres/solrespvgis.htm>.

### **3.2.2 Aurinkopaneelien liittäminen verkkoon**

Aurinkopaneelit tuottavat tasasähköä. Yhden kennon tyypillinen arvo on 0,5 - 0,6 V. Paneelista saatavan jännitteen suuruus riippuu kennojen lukumäärästä ja kytkentätavasta. Esimerkiksi 60 kennon sarjaan kytketty paneeli tuottaa noin 30 V tasajännitteen.

Aurinkopaneeleja voidaan käyttää tuottamaan sähköenergiaa kiinteän sähköverkon ulkopuolella (Off-Grid) tai saatu sähköenergia voidaan liittää osaksi olemassa olevaa verkkoa (On-Grid). Seuraavassa käsitellään teknisiä ratkaisuja On-Grid -tapauksessa.

Käytettäessä aurinkopaneeleja osana kiinteistön sähköjärjestelmää on käytettävissä kaksi pääasiallista tekniikkaa. Saatu tasajännite voidaan varastoida akkuihin ja syöttää edelleen kiinteistön sähköverkkoon lataussäätimen sekä DC/AC -invertterin läpi. Tasajännite voidaan myös muuntaa suoraan vaihtojännitteeksi joko paneelikohtaisesti tai keskitetysti ja syöttää suoraan sähköverkkoon ilman erillistä akustoa. Paneelikohtainen DC/AC-muunnos tehdään ns. mikroinverttereillä, jotka voidaan kiinnittää suoraan paneelien taakse tai välittömään läheisyyteen. Mikroinverttereitä käytettäessä tarvitaan erillinen verkkoliitäntälaitte, jolla mikroinverttereiltä saatu vaihtojännite suodatetaan verkkokäytön määräysten mukaiseksi.

Mikroinverttereillä saavutettuja hyötyjä ovat kaapeloinnin aiheuttamien jännitehäviöiden pieneneminen, kun matala DC-jännite muutetaan verkkojännitteeksi vastaavaan AC-jännitteeseen jo paneelien asennuspaikalla. Etuna on myös se, että yksittäisen aurinkopaneelin tai mikroinvertterin mahdollinen rikkoutuminen tai toimintahäiriö ei lamauta koko järjestelmän toimintaa. Paneelikohtainen hinta tulee toisaalta keskitettyä ratkaisua kalliimmaksi.

Keskitettyssä ratkaisussa saadun vaihtojännitteen verkkokelpoisuus voidaan toteuttaa DC/AC-invertteriin lisätyillä ominaisuuksilla tai erillisellä verkkoliityntälaitteella. Keskitetyn ratkaisun etuna on halvempi paneelikohtainen hankintahinta. Haittana on se, että säädinyksikön vikaantuessa koko järjestelmä on pois käytöstä.

#### 4 TUULIVOIMA

Auringon tuottama säteily lämmittää maan pintaa epätasaisesti. Ilmiö aiheuttaa maapallon eri osiin lämpötilaeroja. Lämpötilaerot synnyttävät alueellisia ilmanpaine-eroja. Alueelliset paine-erot pyrkivät tasoittumaan, jolloin ilma virtaa korkeammasta paineesta matalampaan synnyttäen tuulen. Tuulien suunta ja voimakkuus ovat riippuvaisia paine-eron suuruudesta, maapallon pyörimisliikkeen aiheuttamasta Coriolis-ilmiöstä, sekä ilmakehän alakerroksissa maan pinnan muodon ja laadun aiheuttamista kitkavoimista. (Suomen tuulivoimayhdistys 2017a.)

Ilmanpaine-eroista johtuvan ilmavirtauksen nopeus, ns. geostrofinen tuuli, voidaan määrittää yhtälöstä:

$$V_g = \frac{1}{f\rho} \frac{\partial P}{\partial n} \quad (5)$$

jossa	f	coriolisvoima	[s <sup>-1</sup> ]
	ρ	ilman tiheys	[kg/m <sup>3</sup> ]
	P	ilmanpaine	[Pa]
	n	isobaarien välinen etäisyys	[m]

Geostrofisen tuulen yhtälöä voidaan käyttää noin yhden kilometrin korkeudelta alkaen. Tätä alempana, ns. rajakerroksessa, tuuli on turbulентtista ja siihen vaikuttavat lämmön ja kosteuden vaihtelut. Rajakerroksen paksuus vaihtelee alueellisesti ja vuodenaikojen mukaan n. 0,1- 2 km välillä. Rajakerroksen alaosassa, ns. pintakerroksessa, maan pinnan muodon ja laadun aiheuttamat kitkavoimat hidastavat tuulen nopeutta logaritmisesti korkeuden funktiona. Tällöin tuulen nopeuden laskemisessa on huomioitava maaston laatua kuvaava rosoisuusparametri  $z_0$



sekä kinemaattinen pintastressi eli kitkanopeus  $u^*$  (m/s). (Suoniemi 2014.) Kitkanopeus voidaan laskea yhtälöstä:

$$u_* = k \left( \frac{u(z)}{\ln \frac{z}{z_0}} \right) \quad (6)$$

jossa	k	von Kàrà'n vakio (0,4)	[–]
	$u(z)$	nopeus korkeudella z	[m/s]
	z	korkeus	[m]
	$z_0$	rosoisuusparametri	[m]

Tuulen nopeus halutulla laskentakorkeudella  $z_1$  voidaan nyt laskea yhtälöllä:

$$u_{(z_1)} = \frac{u_*}{k} \ln \frac{z_1}{z_0} \quad (7)$$

jossa	$u^*$	kitkanopeus	[m/s]
	k	von Kàrà'n vakio (0,4)	[–]
	$z_1$	korkeus	[m]
	$z_0$	rosoisuusparametri	[m]

Arvo  $z_0$  vaihtelee maastotyypeittäin. Suomen Ympäristökeskuksen vuonna 2004 valmistuneeseen maankäytön paikkatietokantaan perustuva maaperäluokituksen mukainen aerodynaamisen rosoisuuden taulukko käsittää 44 eri maastotyyppiä (Suomen tuuliatlas 2017a). Suomen kaupunkialueista tuuliatlas mainitsee, että kaupungit voidaan jakaa 9 eri tyyppiin, joista Suomessa esiintyy vain tyyppiä ”esi-kaupungit”, joiden rosoisuuden arvo  $z_{0town} = 1\text{ m}$ .

Tuuliturbiinissa tuulen sisältämää liike-energiaa eli kineettistä energiaa muutetaan sähköenergiaksi. Tuulen sisältämä kineettinen energia voidaan laskea yhtälöstä:

$$e = \frac{1}{2} \rho V^2 \quad (8)$$

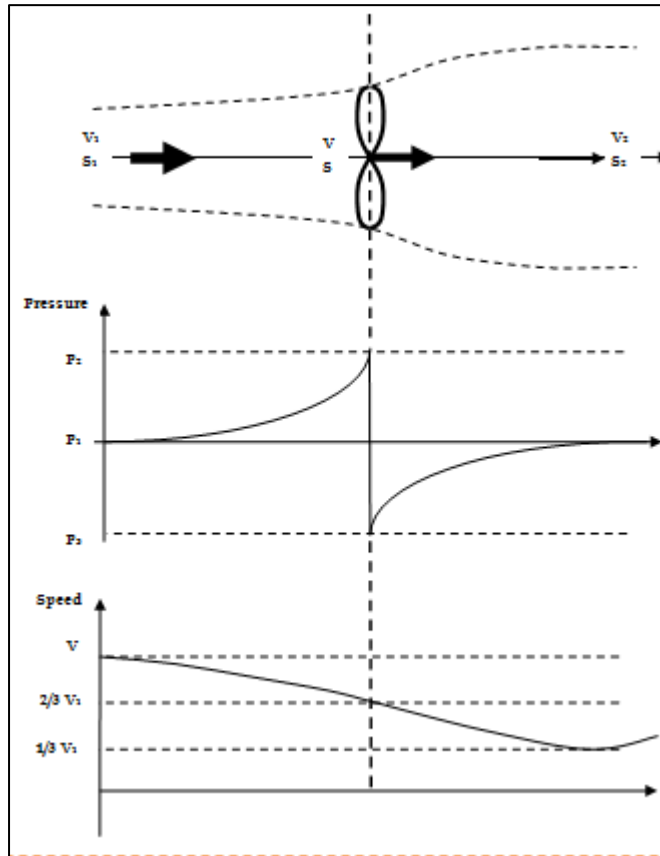
jossa	$\rho$	ilman tiheys	[kg/m <sup>3</sup> ]
	$V$	tuulen nopeus	[m/s]

Tuuliturbiinissa käytetään pyörivää roottoria, jolla on tietty pinta-ala  $A$  (m<sup>2</sup>). Tuulen nopeudella  $V$  tuulen kyky tehdä työtä pinta-ala yksikköä kohti (W/m<sup>2</sup>) voidaan laskea yhtälöstä:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho V^3 A \quad (9)$$

jossa	$A$	roottorin pinta-ala	[m <sup>2</sup> ]
-------	-----	---------------------	-------------------

Kaavasta havaitaan, että saatava teho riippuu tuulen nopeudesta potenssiin kolme eli nopeuden kaksinkertaistuessa saatava teho on  $2^3$  eli kahdeksan kertainen. Pinta-alaan  $A$  kohdistuvan tuulen energiasta saadaan kuitenkin hyödynnettyä vain tietty osa ns. Betzin lain perusteella. Kuvassa 5 on esitetty Betzin lain periaate. Jotta energiaa saadaan talteen, on tuulen nopeuden turbiinin etu- ja takapuolella muututtava. Toisaalta kaikkea energiaa ei voida saada talteen, sillä se tarkoittaisi, että turbiinin takapuolella tuulen nopeus olisi 0. (Huleihil & Mazor 2012.)



Kuva 5. Betzin lain periaate (Huleihil & Mazor 2012)

Matemaattisesti on osoitettavissa, että tuulen energiasta on mahdollista saada talteen  $16/27 \approx 0,5926$  eli 59,3 %. Ideaalisen tuuliturbiinin teoreettinen maksimiteho on siten Betzin lain mukaan:

$$P_{max,teor} = \frac{16}{27} * \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (10)$$

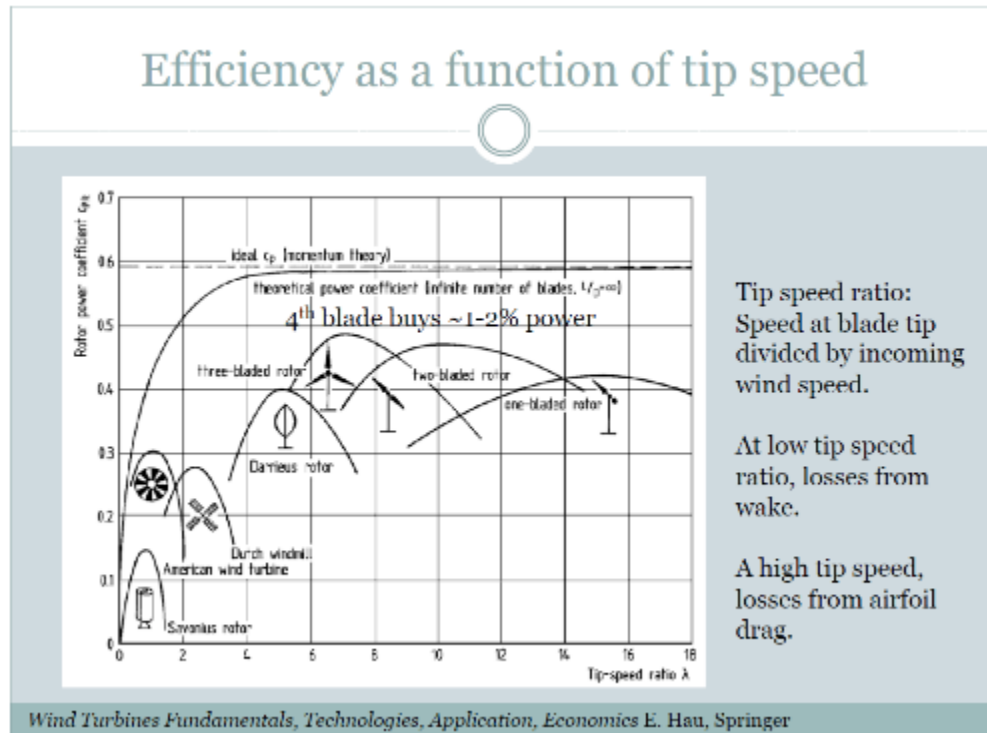
jossa  $16/27$  Betzin maksimi  $[-]$

Tuuliturbiineille ilmoitetaan usein ns. tehokerroin,  $C_p$ , joka osoittaa, miten lähelle Betzin maksimia kyseisellä turbiinilla päästään. Tehokerroin riippuu voimalatyypin mukaisesta kärkinopeussuhteesta (tip speed ratio, tsr)  $\lambda$ :

$$\Lambda = \frac{\omega R}{v_w} \quad (11)$$

jossa  $\omega$  roottorin pyörimisnopeus [rad/s]  
 $R$  roottorin säde [m]  
 $v_w$  tuulen nopeus [m/s]

Kuvassa 6 on esitetty erityyppisten tuulivoimaloiden  $C_p$  kärkinopeussuhteen funktiona.



Kuva 6. Tehokertoimen riippuvuus kärkinopeussuhteesta turbiinityypeittäin (Switcher 2009)

Tuuliturbiinista saatavaan tehoon vaikuttavat myös muut seikat, kuten siipiprofiili, ilman kosteus, lämpötila ja ilmanpaine.

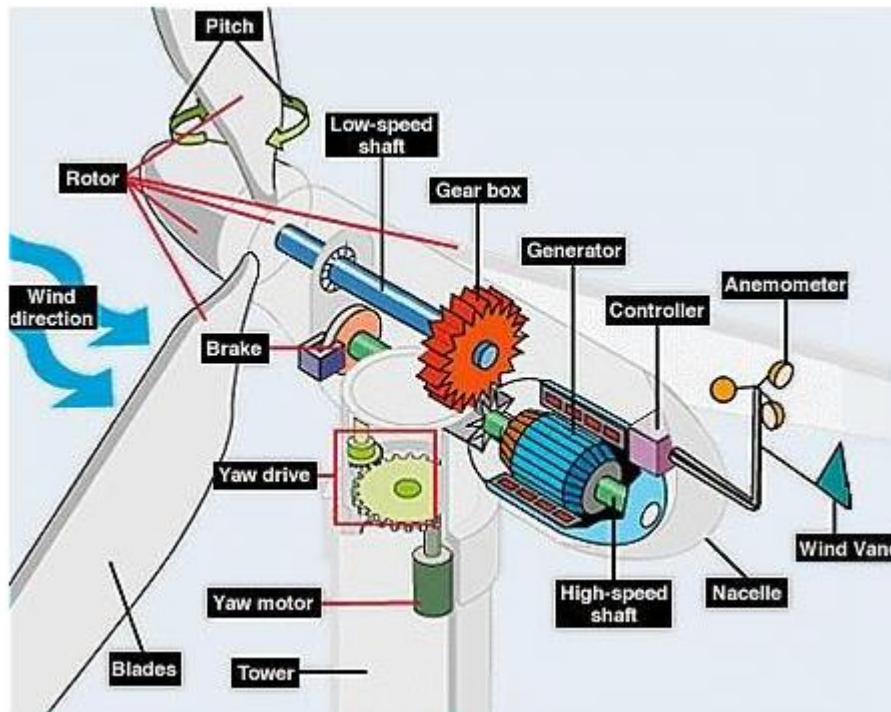
#### 4.1 Tuuliturbiinin perusrakenteet

Tuuliturbiineja voidaan luokitella monin eri perustein, kuten esimerkiksi rakenteen, toimintaperiaatteen tai säätötavan mukaisesti. Luokittelussa voidaan käyttää myös jakoa maa- ja merituulivoimaloihin. (Suomen tuulivoimayhdistys 2017b.)

Kokoluokan mukaan jaoteltuna voidaan käyttää jakoa pientuulivoimaan ja teolliseen tuulivoimaan. Teolliseen käyttöön tarkoitettujen tuuliturbiinien tehot ovat tyypillisesti sadoista kilowateista megawatteihin. Määritelmän mukaan pientuulivoimalan potkurin pinta-ala on alle 200 m<sup>2</sup>, jolloin nimellisteho liikkuu 50 kW:n luokassa. Verkkoon liitettävien (On-Grid) tuuliturbiinien tehot ovat yleisesti 2 kW tai enemmän, pienjännitettä (< 48 V) tuottavien turbiinien tehot liikkuvat tyypillisesti sadoissa wateissa. (Suomen tuulivoimayhdistys 2017c.)

Edellä mainittujen jaotteluiden moninaisuudesta johtuen tässä työssä keskitytään verkkokäyttöön soveltuviin pientuulivoiman kriteerien mukaisiin tuuliturbiineihin. Tarkasteltaessa tuuliturbiineja rakenteen mukaan on perusratkaisu joko pystyakselinen (VAWT - Vertical Axis Wind Turbine) tai vaaka-akselinen (HAWT - Horizontal Axis Wind Turbine). Yleisimmin käytössä oleva malli on kolmelapainen vaaka-akseli-turbiini. HAWT -rakenteessa roottorin lavat pyörivät generaattoria vaihteiston välityksellä. Vaihteisto, generaattori ja säätötekniikka on sijoitettu yhtenäisen rakenteen, ns. nasellin (nacelle) sisään. Nasellin lisäksi rakenteessa on torni sekä vaadittava perustus.

Vaaka-akselinen turbiini on suunnattava tuulta vastaan, joten naselliin ja tornin yläosaan on sijoitettu myös kääntökoneisto. Tuulen voimakkuuden kasvaessa ylisallitun rajan on roottorin pyöriminen estettävä, jotta roottorin lapojen kärkinopeus ei kasva liian suureksi. Pyörimisen estämiseen käytetään tyypillisesti lapakulman säätöä sekä nasellissa sijaitsevaa jarrukoneistoa. (Motiva 2016c.) Rakenteen periaate on esitetty kuvassa 7.



Kuva 7. HAWT-turbiinin periaate (Turbinesinfo 2011)

Vaaka-akselisen tuuliturbiinin haittapuolia ovat muun muassa huoltotoimenpiteiden hankaluus sekä siipien korkeasta kärkinopeudesta aiheutuva aerodynaaminen melu. Ilman erityistoimenpiteitä vaaka-akselisen turbiinin tuulen nopeudesta

riippuva käyttöalue on rajallinen. Turbiini vaatii käynnistykseen tietyn tuulen nopeuden (cut-in speed), n. 2,5 - 4 m/s, suurimman sallitun tuulen nopeuden (cut-off speed) ollessa normaalisti noin 25 m/s. (WindPower Program 2017.) Merituu-livoimaloissa ja erityisolosuhteissa cut-off voi olla korkeampi, standardi IEC 61400-1 sisältää luokittelut tuulennopeuksiin 50 m/s asti (Madsen 2008). Tällöin turbiinin rakenne vaatii erityiskomponentteja ja kokonaiskustannukset nousevat tässä työssä käsiteltyjä ratkaisuja suuremmiksi.

Pystyakselisista tuuliturbiineista tunnetuimpia ovat Savonius-turbiinit ja niiden kehittämät, kuten Windside turbiini, sekä Darrieus-turbiini. Rakenteen etuina ovat turbiinin toiminnan riippumattomuus tuulen suunnasta, yksinkertaisempi voimansiirto ja koneiston sijainti tornin jalustassa. Pystyakselisen turbiinin siipien nopeus ei ylitä tuulennopeutta, joten VAWT-turbiinia voidaan tyypillisesti käyttää suuremmilla tuulen voimakkuuksilla kuin vaaka-akselista, cut-off nopeuden ollessa noin 40 m/s. Käynnistymiseen vaadittava cut-in on myös HAWT-rakennetta alhaisempi, noin 1,5 m/s. VAWT-turbiinin matalasta kärkinopeussuhteesta johtuen aerodynaamista melua ei juuri synny. (WindPower Program 2017.)

Haittapuolina ovat rajallisesta pyörimisnopeudesta johtuva alhaisempi tehokerroin ( $C_p$ ) sekä varsinkin Darrieus-mallissa esiintyvät vaikeasti hallittavat tuulenpaineen vaihtelusta aiheutuvat värähtelyt siipirakenteen eri osissa (Anew Institute 2017)). Pystyakselinen Darrieus-turbiini on esitetty kuvassa 7.



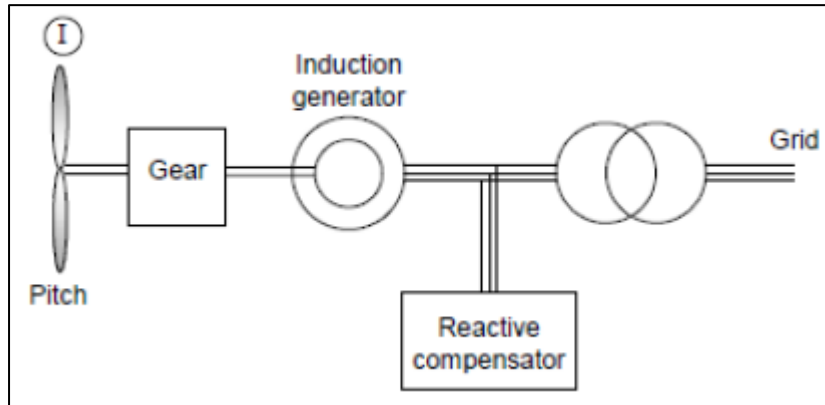
Kuva 7. Darrieus-turbiini (Wind-turbine-models 2017)

## 4.2 Tuuliturbiinien generaattoriratkaisuja

Tuuliturbiinin tuottama teho riippuu kaavan 5 mukaisesti tuulennopeuden kolmannesta potenssista. Jotta sähköverkkoon liitettävän tuulivoimalan jännitetaso pysyisi verkon vaatimusten mukaisena riippumatta siipien pyörintänopeudesta, on käytettävissä erilaisia vaihde/generaattoriratkaisuja. Seuraavassa esitellään lyhyesti kolme yleisesti käytettyä vaihtoehtoa.

### 4.2.1 Vakionopeuksinen ratkaisu

Vakionopeuksisessa (fixed speed) tuulivoimalassa generaattori on kytketty siipiin vaihdelaatikon välityksellä. Periaate on esitetty kuvassa 8. Generaattorina toimii oikosulkumoottori (Induction generator / motor) joka pyörii vakionopeudella. Säättämällä siipien lapakulmaa tai sakkausominaisuuksia (stall) ja generaattorin jättämää saadaan verkkoon syötettävä jännite pysymään tasaisena. Generaattorin roottorin magnetointiin käytetään yleensä oikosulkuhäkkiä (Squirrel Cage Induction Generator, SCIG). Ratkaisu tarvitsee loistehoa kompensoivat kondensaattorit. Generaattorin ja verkon välissä on tyypillisesti pehmokäynnistin käynnistyksen aikaisen virtapiikin estämiseksi.

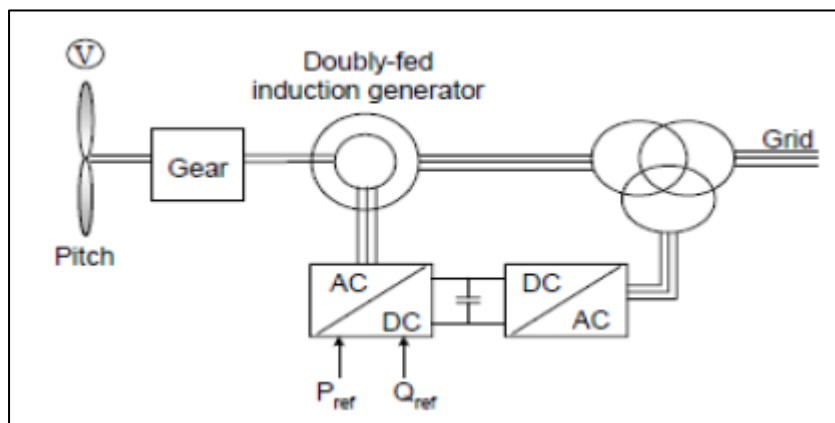


Kuva 8. Vakionopeuksinen generaattori (Abbès 2014-2015)

Ratkaisun etuina ovat yksinkertaisuus ja edullisuus. Haittapuolia ovat vakionopeudesta johtuva optimointi tietyllä tuulennopeudella, jolloin vaihtelevien tuulioolosuhteiden aikainen hyötysuhde jää alhaiseksi. Tuulennopeuden vaihtelut johtavat saatavan sähkötehon vaihteluun, joka voi näkyä häiriöinä verkon puolella. Vaihdelaatikko on myös yksi tuulivoimaloiden vikaherkimmistä osista. (Korpela 2013.)

#### 4.2.2 Kaksoissyötetty epätahtigeneraattori

Kaksoissyötetyssä (Doubly Fed Induction Generator, DFIG) ratkaisussa generaattorin staattori kytkeytyy suoraan sähköverkkoon. Periaate näkyy kuvassa 9.



Kuva 9. DFIG-ratkaisun periaate. (Abbès 2014-2015)

Generaattorin roottorin magnetointivirtaa ohjataan verkkojännitteeseen kytketyn taajuusmuuttajan avulla. Generaattorin pyörimisnopeus voi vaihdella noin  $\pm 30\%$  nimellisa nopeuteen nähden ja hyötysuhde on SCIG-ratkaisua korkeampi. Ratkaisun avulla voidaan kompensoida eri tuulennopeuksilla esiintyvää mekaanisen ja

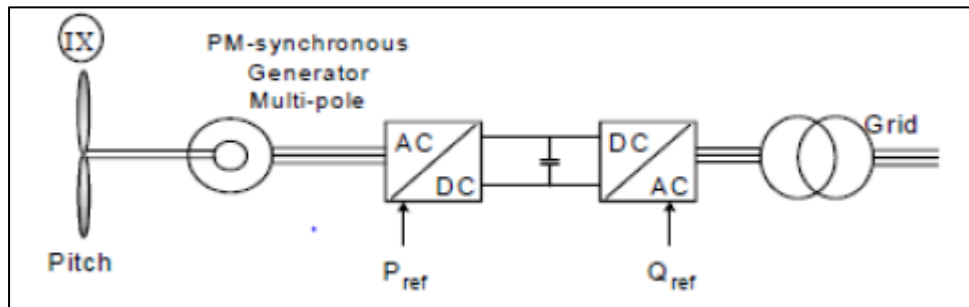


verkon taajuuden välistä eroa jolloin verkon puolen häiriöitä on SCIG ratkaisua vähemmän. Loistehoa ei tarvitse kompensoida kondensaattoriyksiköllä. (Korpela 2013.)

Haittapuolia ovat monimutkaisempi rakenne ja siitä johtuen edellistä kalliimpi hinta.

#### 4.2.3 Täystehotaajuusmuuttajalla varustettu generaattori

Täystehotaajuusmuuttaja (full-scale power converter) soveltuu käytettäväksi niin oikosulku- kuin tahtigeneraattorin (synchronous generator) kanssa. Moninapaista (multi-pole) tahtigeneraattoria käytettäessä voi vaihtoehtoina olla vierasmagneetoitu (Wound Rotor Synchronous Generator, WRSG) tai kestmagneetoitu (Permanent Magnet Synchronous Generator, PMSG) ratkaisu. Esimerkki kestmagnetoidusta rakenteesta on esitetty kuvassa 10.



Kuva 10. PMSG-toteutuksen periaatekuva (Abbes 2014-2015)

Moninapaista generaattoria käytettäessä vaihdelaatikkaa ei tarvita, vaan turbiini voidaan liittää suoraan generaattoriin. Ratkaisut eivät tarvitse loistehon kompensointia. Täystehotaajuusmuuttajalla toteutetut ratkaisut kykenevät reagoimaan nopeasti niin tuulen nopeuden vaihteluihin kuin verkon puolella tapahtuviin muutoksiin. Ketomagneettigeneraattorit ovat olleet melko kalliita muihin ratkaisuihin verrattuna, mutta hintaero on kaventumassa. (Korpela 2013.)

## 5 AKKUTEKNIikka

Tuuli- ja aurinkoenergiajärjestelmien tuottaman sähkön varastoinnissa yleisin käytetty tekniikka on akusto. Seuraavassa käsitellään lyhyesti lyijy- ja litiumpohjaisia akkuja sekä akkujärjestelmien PWM- ja MPPT-säätimiä.

## 5.1 Lyijy- ja litiumakku

Vanhinta akkutekniikkaa edustaa lyijyakku. Lyijypohjaisista akkuista huoltovapaita kehitemiä ovat geeliakut (Gel Cell) ja AGM-akut (Absorbent Glass Mat), jossa elektrolyytti on imeytetty lasikuitumattoon. AGM-akut ovat geeliakkuja edullisempia ja niillä on parempi virranantokyky lyhyillä purkauksilla. Toisaalta AGM-akku kestää vähemmän lataus-purkaussyklejä ja sen elinikä on riippuvainen syväpurkaussyklien lukumäärästä. AGM-akun elinikä riippuu myös voimakkaasti ympäristön lämpötilasta. (Sohlberg 2013.)

Erityisesti aurinko- ja tuulienergian varastointiin on kehitetty niin sanottuja syväpurkaus- (Deep Cycle) akkuja, jotka ovat suljettuja ja huoltovapaita. Niiden levyrakenne on perinteistä lyijyakkua paksumpi, jolloin saavutetaan paremmat lataus-sykliominaisuudet. (Keskinen 2015.)

Litiumakkuja on useita erityyppisiä kuten ioniakkuja (Li-ion), polymeeriakkuja, rautafosfaattiakkuja (LFP) sekä titanaattiakkuja. LFP-akku soveltuu aurinko- ja tuulienergian varastointiin. Akku on lyijyakkua kalliimpi mutta energiatehokkaampi ja energiatihedeltään suurempi. LFP-akun latauskapasiteetti korkealla varaustilan asteella on lyijyakkua parempi, lyijyakun latauskapasiteetti voi pudota alle 50 % varaustilan ylittäessä 70 %, kun LFP-akku varautuu vastaavasti yli 90 % hyötysuhteella. (Keskinen 2015.)

Akkujen kapasiteetti ilmoitetaan ampeeritunteina, Ah. Käytettävissä oleva virta on siis suhteessa aikaan, 100 Ah:n akku kyetään kuormittamaan 100 A:n virralla 1 tunnin ajan tai 5 A:n virralla 20 tunnin ajan. 12 voltin ja 100 Ah:n akun yhdessä tunnissa tuottama energia saadaan laskemalla:

$$12 \text{ V} * 100 \text{ Ah} = 1\,200 \text{ Wh}$$

Akkukapasiteetti lasketaan energiankulutuksen perusteella. Mikäli energiankulutus on 20 kWh, tarvitaan 12 V akkukapasiteettia:

$$20\,000 \text{ Wh} / 12 \text{ V} = 1666,7 \text{ Ah}$$

Kapasiteettia arvioitaessa on huomioitava purkaussykliä (DoD, Depth of Discharge) syvyyden vaikutus. DoD on AGM-akuille 50 % ja LFP-akuille 80 % (Keskinen 2015). Tarvittavan akkukapasiteetin kustannuksia arvioitaessa on lisäksi hyvä huomioida eri akkutyypin kennojen jännitteiden erot. Lyijyakuissa yksi kenno tuottaa 2,0 V:n jännitteen jolloin 6-kennoisen akun kokonaisjännite on 12 V. LFP-akun kenno tuottaa noin 3,2 V:n jännitteen. Tällöin 4-kennoisen akun napajännite on 12,8 V ja 8-kennoisen 25,6 V. Näin yhdellä 8-kennoisella LFP-akulla päästään samaan jännitetasoon kuin kahdella sarjaan kytketyllä AGM-akulla.

## 5.2 PWM- ja MPPT-säätö

Akustopohjaista ratkaisua käytettäessä paneeli-akusto -virtapiiriin liitetään lataussäädin. Säätimien perusratkaisuja on kaksi, PWM (Pulse Width Modulation) -säätö sekä MPPT (Maximum Power Point Tracker) -säätö.

PWM-säädin toimii on-off -kytkimen tapaan. Aurinkopaneeleilta saatavaa latausvirtaa ohjataan akustoon pulsseina, joiden kesto ja taajuutta muutetaan akuston varaustilan mukaan. Mitä lähempänä akusto on täyttä varaustilaa, sitä harvempia ja lyhytkestoisempia latauspulsseja lähetetään. (Phocos 2017.)

PWM-säädin on tekniikaltaan yksinkertainen ja täten edullinen ja toimintavarma ratkaisu. PWM-säätimen ongelmana on se, että aurinkopaneeleilta saatavaa maksimijännitettä ei voida rajoittaa. Siksi akuston jännite (12/24/48 V) ja aurinkopaneeleilta saatava jännite on sovittava toisiinsa sopiviksi.

MPPT-säätimessä aurinkopaneelit ja akusto eivät kytkeydy toisiinsa suoraan, vaan välissä toimii DC/DC-muunnin. Tällöin aurinkopaneelien maksimijännite voidaan nostaa akuston nimellijännitettä suuremmaksi. Tästä on seurauksena se, että myös heikoissa valaistusolosuhteissa eli pienemmällä paneelijännitteellä saavutetaan tarpeeksi suuri latausvirta. (Phocos 2017.)

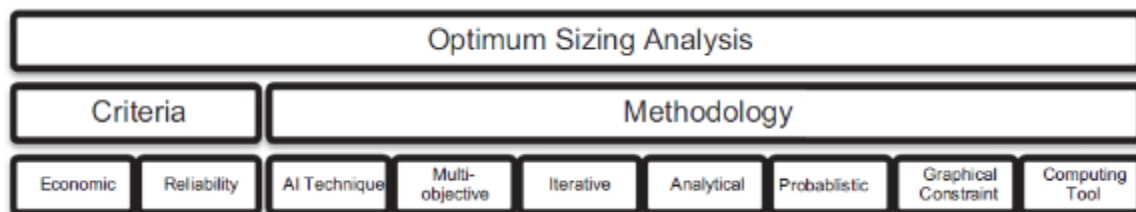
MPPT-säädin toimii valmistajakohtaisen sisäisen algoritmin ohjaamana. Säädin sisältää enemmän elektroniikkaa kuin PWM-säädin ja on mutkikkaampi ja kalliimpi.

## 6 AURINKO- JA TUULIENERGIAN YHTEISKÄYTTÖ

Useamman, kuin yhden uusiutuvaa energiaa tuottavan järjestelmän käyttämistä kohdekohtaisessa energiantuotannossa on viimeisten 20 – 25 vuoden aikana tutkittu melko paljon. Varsinkin kiinteään verkon ulkopuolella toimivissa kohteissa kahden tai useamman eri energialähteen käyttäminen lisää toimintavarmuutta ja mahdollistaa häiriöttömän sähkön tuotannon. Tällaisia kohteita voivat olla muun muassa jakeluverkon ulottumattomissa olevat asutusalueet, erilaiset tutkimusasemat sekä telemastot. Tällöin pääasiallinen tuotantomuoto voi olla esimerkiksi akustoon kytketty tuuligeneraattori tai aurinkopaneelijärjestelmä ja varavoimana toimiva energianlähde (esimerkiksi biodieselgeneraattori) käynnistyy tarvittaessa (Khare et al., 2016).

Markkinoilla on myös niin sanottuun mökkikäyttöön soveltuvia hybridiratkaisuja. Tällaiset ratkaisut sisältävät kaikki energian tuottamiseen tarvittavat komponentit. Normaalisti tällaiset ratkaisut tuottavat  $\leq 48$  V jännitteen joka varastoidaan akustoon ja mahdollisesti muunnetaan verkkoinverterillä 230 - 400 V jännitteeksi.

Sekä aurinko- että tuulienergiaa on käytetty jo pitkään myös kiinteään verkon piirissä olevissa kohteissa. Näiden yhteiskäyttö sen sijaan on edelleen melko vähäistä. Yhtenä syynä on se, että yhteiskäyttö tuo tullessaan sekä teknisiä että taloudellisia haasteita. Kuvassa 11 on esitetty hybridijärjestelmän optimoinnin eri lähestymiskulmia.

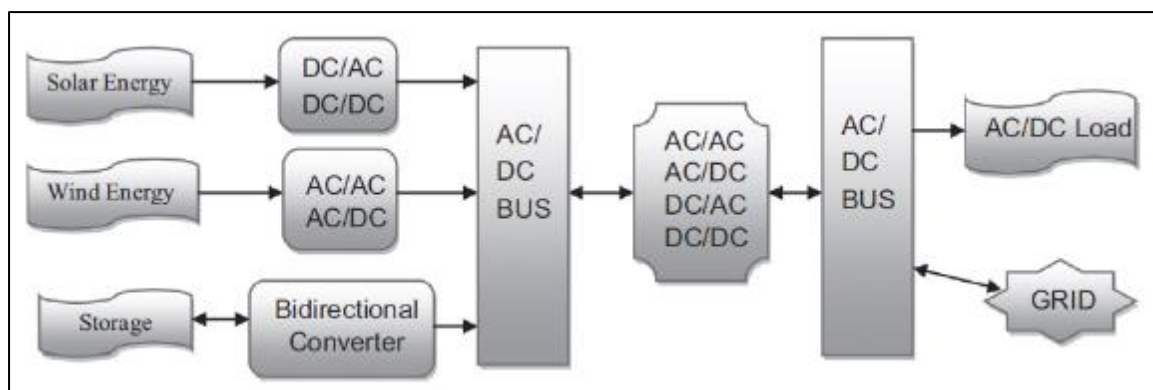


Kuva 11. Hybridijärjestelmän optimoinnin lähestymistapoja (Khare et al. 2016)

### 6.1 Yhteiskäytön teknisiä haasteita

Tuuli- ja aurinkoenergian tuottamiseen käytetty tekniikka mahdollistaa eri variaatioita kohteen kiinteään sähköverkkoon liittämiseksi. Pientuulivoiman kriteerien si-

säpuolelle mahtuu niin  $\leq 48$  V DC kuin 230 – 400 V AC laitteistoja, aurinkopaneelien lähtöjännite riippuu sarjaan- ja rinnankytkettyjen paneelien kombinaatiosta. Aurinkopaneelit tuottavat tasajännitettä (DC) mutta mikroinverttereillä se voidaan muuttaa verkkojännitettä vastaavaksi vaihtojännitteeksi (AC) jo kentällä. Molempia järjestelmiä voidaan käyttää akuston varaamiseen tai syöttämään energiaa suoraan verkkoon. Tuotettu energia voidaan käyttää kokonaan kohteessa tai ylijäämäenergia voidaan syöttää takaisin verkkoon. Energiantuotolla voi olla myös ajallista päällekkäisyyttä (esimerkiksi sekä aurinkoinen että tuulinen päivä). Kuva 12 esittää verkkoon kytketyn tuuli- ja aurinkohybridin yhteiskäytön eri kytkentävariaatioita.



Kuva 12. Tuuli- ja aurinkoenergian yhteiskäytön eri variaatioita. (Khare et al. 2016)

Erilaiset variaatiot vaativat erilaisia säätötekniisiä ratkaisuja. Säätöteknisesti yksinkertaisin malli on sellainen, jossa sekä aurinko- että tuulikojeistot tuottavat tasajännitettä joka varastoidaan akustoon ja energia käytetään kokonaan kohteessa. Mikäli tehon tuotto on maltillisella muutaman kilowatin tasolla säädinratkaisuksi riittää yksi lataussäädin sekä yksi DC/AC-invertteri.

Mikäli esimerkiksi tuulikojeisto tuottaa suoraan 230 - 400 V vaihtojännitettä, säätö muuttuu astetta monimutkaisemmaksi. Tällöin aurinko- ja tuulijärjestelmät vaativat omat säädinpiirinsä, sillä verkkojännitteinen tuulikojeisto on voitava tarvittaessa erottaa verkosta aurinkojärjestelmän tilasta riippumatta. Järjestelmässä on siis kaksi erillistä säädinpiiriä, jotka on yhdistettävä jossakin hybridiverkon kohdassa.

Mikäli sekä tuulikojeisto että aurinkopaneelit tuottavat suoraan 230 - 400 V jännitettä, on mahdollista jättää akusto pois järjestelmästä. Markkinoilta on kuitenkin vaikea löytää yhtenäistä säädinratkaisua, joka kykenisi ohjaamaan sekä aurinkopaneeleja että tuuligeneraattoria. Teknisesti tällainen on mahdollista toteuttaa mutta rajallisten markkinoiden vuoksi kysyntää on vähän ja säätimen hinta nousee korkeaksi. Eri valmistajien ratkaisujen yhteensovittaminen voi olla haastavaa, sillä yleisesti eri valmistajat käyttävät toisistaan poikkeavia säätöalgoritmeja.

Tuuli- ja aurinkoenergian yhteiskäytön sisältämien monien eri variaatioiden vuoksi sekä säätöjärjestelmän tekninen toteutus, että ohjausalgoritmien optimointi on haasteellinen tehtävä.

## **6.2 Yhteiskäytön taloudellisia haasteita**

Oman energian tuotannon optimointi voidaan tehdä eri lähtökohdista käsin. Kohteen kulutuksen mukaan laskenta voidaan tehdä esimerkiksi siten, että tuotetulla energialla pyritään kattamaan koko kulutus tai jokin prosenttiosuus, esimerkiksi 20 % tai kohteessa esiintyvä pohjakuorma. Optimointi voidaan tehdä myös kohteen sijainnista ja rakennustyyppistä aiheutuvien rajoitteiden puitteissa.

Kun ajatellaan kiinteään verkkoon kytkettyä kohdetta, jonka ostoenergian tarvetta pyritään pienentämään oman energiantuotannon avulla, nousee pääprioriteetiksi yleensä taloudelliset seikat. Tällöin olisi kyettävä jatkuvasti arvioimaan, mitä mahdollista energian tuotantotapaa on kulloinkin vallitsevissa olosuhteissa edullisinta käyttää.

Ensimmäisen haasteen luo tarkasteltavien energiamuotojen olemus. Sekä tuuli- että aurinkoenergia ovat luonteeltaan ei-lineaarisia ts. tuotanto-olosuhteet voivat vaihdella lyhyellä aikavälillä suuresti. Yleisesti käytetään pitkän ajanjakson keskiarvoja energiantuotannon arviointiin. Lineaarinen mallinnus ei kuitenkaan tuo parasta mahdollista luotettavuutta, kun käsitellään ei-lineaarisia ilmiöitä.

Toinen haaste hybridijärjestelmän energiatuotannon arvioinnissa on eri kombinaatioiden vaatimien erilaisten säätöratkaisujen vaikutus tuotettuun kokonaisenergiaan. Mikäli järjestelmä sisältää useamman kuin yhden säätöpiirin, voi olla vaikeaa päätellä, miten eri olosuhteet vaikuttavat eri järjestelmien tuottamaan kokonaisenergiamäärään.

Kolmas haaste johtuu myös eri kombinaatioiden erilaisista laiteratkaisuista. Eri komponenteilla on eripituiset tekniset käyttöiät ja arvioidut huolto- ja korjauskulut. Esimerkiksi tuuliturbiineille käytetään noin 25 vuoden laskennallista käyttöikää (Suomen tuulivoimayhdistys 2017b), kun aurinkopaneelien käyttöikä voi olla huomattavasti pidempi, > 30 v., mutta paneelien tuotto laskee ajan funktiona (Finnwind 2017). Erilaisille säädin- ja invertteriratkaisuille käyttöikä on noin 10 vuotta (Elektroscandia 2017). Mahdollisen akuston käyttöikä riippuu akkutyypistä, käyttöympäristön lämpötilasta sekä lataussykliä määräästä ja syvyydestä, ollen noin 5 - 10 vuotta (Keskinen 2015).

Kannattavuuslaskelman laadintaan vaikuttaa edellisten lisäksi energian osto- ja myyntihinnan kehitys sekä käytettävissä olevat rahoitusmuodot. Kannattavuutta voidaan tarkastella yleisten talousmatemaattisten yhtälöiden avulla kuten takaisinmaksuaika, investointien sisäinen korkokanta, nettonykyarvo ja elinkaarikustannukset (Auvinen et al. 2016).

Energian tuotantotapojen vertailuun ja optimointiin on kehitetty myös muita laskentamalleja. Taulukossa 1 on esitetty eri tutkimuksissa käytettyjä teknistaloudellisia lähestymistapoja eritasoisia hybridijärjestelmiä (HRES - Hybrid Renewable Energy Systems) optimoitaessa.

Taulukko 1. Eri tutkimuksissa käytettyjä lähestymistapoja HRES-optimoinnissa (Khare et al. 2016)

Author/year	Analysis	Sizing constraint	Output/conclusion
Yang et al. [30]	Probabilistic	Loss of Power Supply Probability (LPSP)	A battery bank with an energy storage space capability of 3 days was appropriate for ensuring the desired LPSP of 1% can be achieved with a battery bank of 5 days storage space capacity.
Celik et al. [32]	Techno-economic	Cost/kWh, level of autonomy	Author suggests that a third energy source should be integrated into the system instead of escalating the hardware size.
Kamels et al. [33]	Economic	Net Present Value (NPV)	Optimization result shows that integrated systems are less costly than diesel generation from a NPV perspective.
Koutmouts et al. [34]	Techno-economic	Total cost and load energy requirement	The simulation results verify that integrated systems are obtained in terms of desired system reliability and the Levelized Cost of Energy (LCOE).
Yang et al. [35]	Techno-economic	LPSP and LCOE	The most favorable configurations of the integrated system are obtained in terms of desired system reliability and the LCOE.
Gupta et al. [36]	Economical	LPSP and Life Cycle Cost	Result explores the cost v/s profit of growing or decreasing the size/number of each generating component prior to realization of the design. Net present cost and cost of energy of a given system is \$86462 and \$0.41 respectively.
Dial et al. [37]	Economical	LPSP and LCOE	The result indicates that the HRES is the best option for all the sites considered in the study.
Yang et al. [38]	Techno-economic	LPSP	This model can be used to compute the system productivity pattern which can attain the desired LPSP with a least annualized cost of system.
Tina et al. [39]	Probabilistic	Energy index of reliability	The outcome notifies the design of a preprocessing phase for one input of an algorithm that probabilistically optimizes the plan of HRES.
Kharod et al. [40]	Economic	Production cost	Result shows that the developed technique needs less computational time than Monte Carlo simulation method.
Kaabethe et al. [41]	Economical	Deficiency of Power Supply Probability, Life Cycle Cost	The most favorable arrangement of the integrated system is determined in terms of desired system reliability requirement.

LPSP (Loss of Power Supply Probability) on laskentamallilla saatu suhdeluku, joka huomioi energialähteellä tuotetun energian ja kuormituksen (load) kokonais-energiatarpeen suhteen tietyllä ajanjaksolla. Arvon ollessa 0 kuormituksen energiantarve voidaan aina tyydyttää lähde-energialla ko. ajanjaksolla, arvon ollessa 1 kuormituksen energiantarve ei koskaan tule tyydytetyksi lähde-energialla ko. ajanjaksolla. (Gupta et al. 2011.)

LCOE (Levelized Cost of Energy), tuotetun energian kustannukset, on energian hinta (snt / kWh), joka kattaa kaikki tuotetun energian kustannukset, kuten investoinnin, asennuksen ja huollon aiheuttamat kustannukset (CO<sub>2</sub>-raportti 2014).

## 7 ESIMERKKIKOHDE KOTKAN MARETARIUM

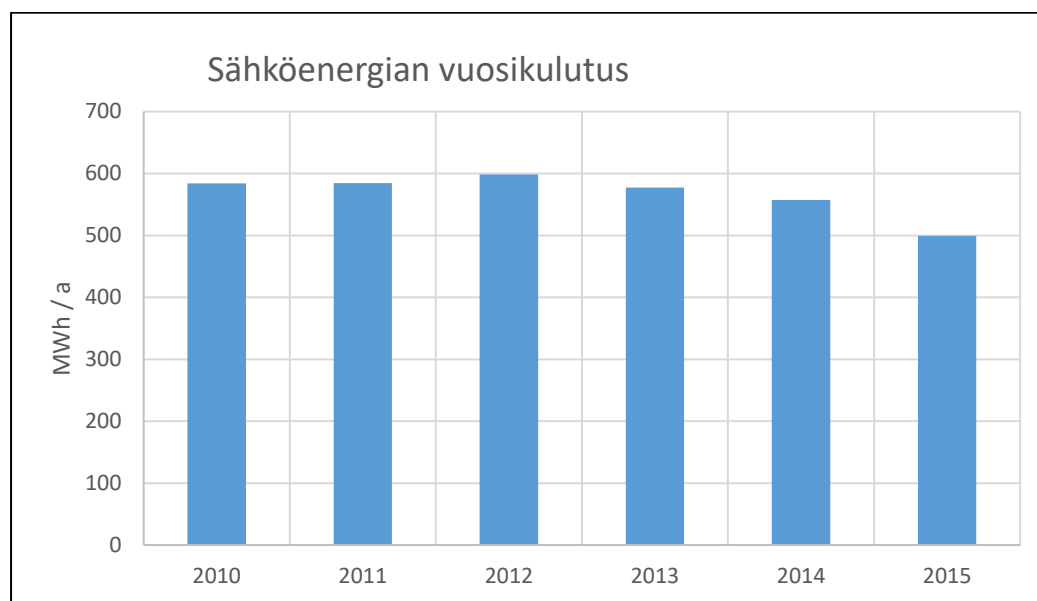
Tuuli- ja aurinkoenergian yhteiskäytön toteuttamisen konkreettisena mallina käytettiin Kotkan Sapokassa sijaitsevaa akvaariotalo Kotkan Maretarium oy:tä. Kohteeseen tutustuakseen opiskelija työskenteli kohteessa 1. – 30.6.2016. Maretarium on vuonna 2002 valmistunut Suomen vesiluontoa esittelevä akvaariotalo. Kohteessa on 22 akvaarioallasta yhteistilavuudeltaan noin 780 000 litraa. Suurimman Itämerialtaan tilavuus on noin 500 000 litraa. Akvaarioaltaissa kiertää Sapokanlahdesta pumpattava, hiekka- ja UV-suodatettu merivesi. Kohteessa toimii myös merikahvila ja matkamuistomyyntipiste. Akvaariotalo on avoinna ympäri



vuoden. Lisäksi kohteessa sijaitsee Metsähallituksen luontopalvelujen Kotkan toimipiste. Kolmekerroksisen kiinteistön pinta-ala on 1 458 m<sup>2</sup> ja tilavuus 5 243 m<sup>3</sup>. (Maretarium 2016.)

## 7.1 Sähköenergian kulutus

Kohteen sähköenergian kulutustiedot saatiin Kymenlaakson Sähkö Oy:ltä (KSOY 2016). Vuosikulutukset (MWh) välillä 2010 - 2015 on esitetty kuvassa 13.



Kuva 13. Maretarium sähköenergian vuosikulutus 2010 - 2015 (KSOY 2016)

Kohteen erityispiirteisiin kuuluu akvaarioaltaissa kiertävän meriveden lämpötilan säätömahdollisuus. Kesäaikana meriveden lämpötilan kohotessa altaiden kiertoa vettä jäähdytetään kompressoriteknikalla. Käytössä on kaksi kompressoria, nimellistehoiltaan 25 ja 29 kW. Talviaikana mahdollisesti tarvittava kiertoveden lämmitysmahdollisuus on lisätty kaukolämpöjärjestelmään. Sähköenergian kulutuslukemien suuri vaihtelu selittyy osaltaan sillä, että meriveden lämpötila, ja samalla jäähdytyskompressorien käyttötarve, vaihtelee vuosittain. Myös ilmanvaihdon vaatima vuosittainen energiantarve on riippuvainen ulkolämpötiloista.

Kuukausitasoiset kulutukset v. 2012 - 2015 on esitetty taulukossa 2 (KSOY 2016).

Taulukko 2. Maretariumin vuosikulutustiedot kuukausittain v. 2012 - 2015. (KSOY 2016)

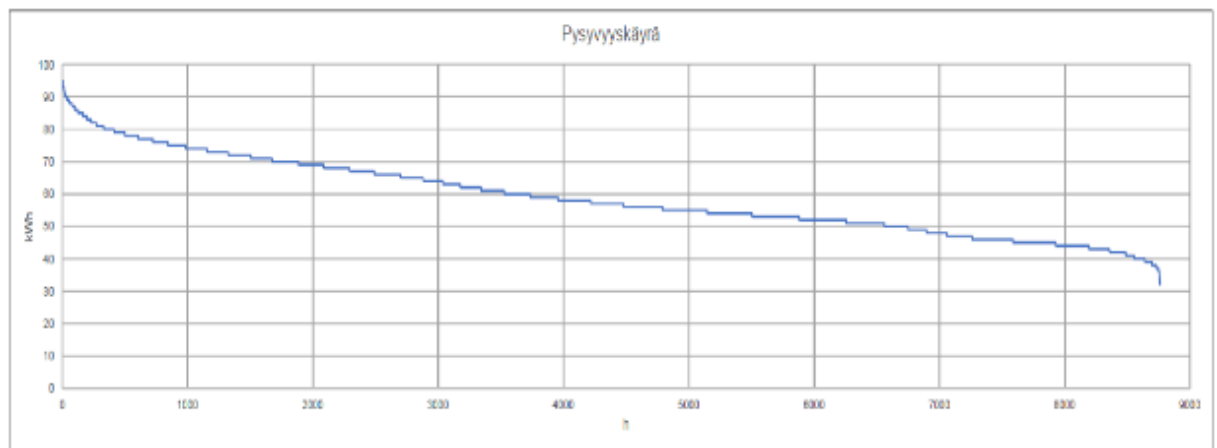
	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
tammikuu	47,7	48,1	48,0	40,6
helmikuu	46,2	42,9	41,9	41,5
maaliskuu	49,5	45,9	44,4	37,6
huhtikuu	43,3	42,8	39,8	40,2
toukokuu	51,3	49,6	42,9	35,4
kesäkuu	53,7	57,2	48,0	41,2
heinäkuu	59,8	58,8	62,6	45,3
elokuu	56,1	56,3	56,5	51,8
syyskuu	52,8	46,1	38,6	46,0
lokakuu	49,5	45,6	45,9	44,6
marraskuu	44,3	40,6	46,1	39,0
joulukuu	44,1	43,5	42,4	36,3
<b>Yhteensä</b>	<b>598,3</b>	<b>577,4</b>	<b>557,1</b>	<b>499,5</b>

Sähköenergian kulutuksen tarkempaa jakautumista vuositasolla tutkittiin KSOY:n toimittamalla tuntikulutusdatalla v. 12.11.2014 - 11.11.2015. Tarkastelujaksolla tuntikulutus vaihteli välillä 32 - 95 kWh, keskiarvon ollessa 59 kWh. Kulutushuiput osuivat heinä-elokuulle, tyypillisesti iltapäivään klo 13 - 16. Kellonaikojen mukaan tarkasteltuna päiväkulutuksen (06 - 19) keskiarvo vuositasolla oli 65,6 kWh ja yöaikana (20 - 05) 49,7 kWh.

Kulutusta tarkasteltiin myös kesäajan (1.5 - 30.9) ja talviajan (1.10 - 30.4) välillä. Kesäajan keskikulutus oli 64,1 kWh ja talviajalla 55,3 kWh. Kesäajan päiväkulutuksen keskiarvo oli 71,5 kWh ja yöajalla 53,7 kWh. Talviaikana vastaavat lue-  
mat olivat 61,4 kWh ja 46,7 kWh. 12 kk:n tuntikulutusdiagrammi on esitetty liitteessä 1.

## 7.2 Laitteiston koon määrittäminen

Kuten kappaleessa 6.2 todetaan, voidaan oman energian tuotannon optimointia tehdä useista eri lähtökohdista. Valintakriteerien pohjaksi muodostettiin Maretariumin 12 kk:n (12.11.2014 - 11.11.2015) tuntikulutusdatasta pysyvyyskäyrä. Käyrässä tuntikulutuslukemat lajiteltiin Excelin avulla suurimmasta pienimpään. Kullekin tunnille annettiin tuntia kuvaava lukuarvo välillä 1 – 8 760, joka vastaa 12 kk:n tuntimäärää ( $24\text{h} \times 365\text{vrk} = 8\,760\text{ h}$ ). Lajiteltu data esitetään xy-koordinaatissa, jossa x-akselilla on tunnit ja y-akselilla kulutettu energia (kWh). Pysyvyyskäyrä on esitetty kuvassa 14.



Kuva 14. Maretariumin 12 kk:n tuntikulutuksen pysyvyyskäyrä

Pysyvyyskäyrää tutkimalla havaitaan, että sekä pienimpien kulutuslukemien (alle 40 kWh) että suurimpien kulutuslukemien (yli 90 kWh) osuudet jäävät hyvin alhaisiksi. Pienimmät kulutuslukemat osuvat ajallisesti huhtikuun puolivälistä toukuuun alkuun. Käyrää ja tuntidataa tutkimalla havaitaan kohteen pohjakuorman asettuvan noin 35 - 40 kWh:n lukemiin.

Seuraavaksi kartoitettiin kohteen sijainnin ja rakenneratkaisujen asettamia rajoitteita laitteiston sijoittamiselle. Rakennus sijaitsee Sapokanlahden edustalla Juha Vainion kadun ja Sapokankadun kulmauksessa. Rakennuksen sijainti on esitetty kuvassa 15.



Kuva 15. Maretariumin sijainti Sapokanlahden rannalla (Etelä-Kymenlaakson karttapalvelu 2017)

Rakennus on arkkitehtuurisesti muotoiltu kaarevaksi. Pidempi sivu sijoittuu pohjois-eteläsuuntaan ja lyhyempi itä-länsisuuntaan. Rakennuksen 2. kerroksen vesikatto on kallistettu  $10^\circ$  ulospäin. Rakennuksen kaarevuudesta johtuen kallistuskulma suuntautuu rakennuksen eri puolilla eri ilmansuuntaan. 3. kerroksen teknisten tilojen vesikatto on lähes tasainen, kallistussuhde on 1:80. Ominaista on myös toisen kerroksen vesikaton melko pitkät ylitykset.

### 7.3 Aurinkopaneelit

Maretariumin aurinkoenergian tuottomahdollisuuksia mallinnettiin PVGIS-ohjelmalla. Aluksi ohjelmalla laskettiin 1 kWp:n tuottoarvot ohjelman oletusasetuksilla. Oletusarvoilla paneelit on suunnattu etelään ja paneelien kallistuskulma on  $35^\circ$ . Ohjelman laskema tuottoarvo oli 818 kWh /a. Laskelma on esitetty kuvassa 16.

### PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 60°27'36" North, 26°56'59" East, Elevation: 0 m a.s.l.,  
Solar radiation database used: PVGIS-classic

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 10.5% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.1%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 25.5%

Fixed system: inclination=35 deg., orientation=0 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	0.50	15.6	0.59	18.3
Feb	1.50	42.0	1.81	50.7
Mar	2.37	73.3	2.98	92.5
Apr	3.49	105	4.59	138
May	4.13	128	5.64	175
Jun	3.99	120	5.59	168
Jul	3.94	122	5.62	174
Aug	3.03	93.8	4.25	132
Sep	2.02	60.7	2.73	81.8
Oct	1.17	36.4	1.50	46.5
Nov	0.43	12.8	0.53	15.8
Dec	0.28	8.71	0.34	10.4
Year	2.24	68.2	3.02	91.8
Total for year		818		1100

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m<sup>2</sup>)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m<sup>2</sup>)

Kuva 16. PVGIS-ohjelmalla laskettu tuotto 1kWp paneeliteholle

Mikäli kohteen pohjakulutus, noin 35 kWh, pyritäisiin kattamaan kokonaisuudessaan aurinkopaneeleilla, voidaan nyt laskea vaadittavien paneelien minimi lukumäärä. Lukumäärä saadaan, kun katettava tehontarve jaetaan yhden paneelin nimellisteholla. Nimellisteholla 260 Wp lukumääräksi tulisi:

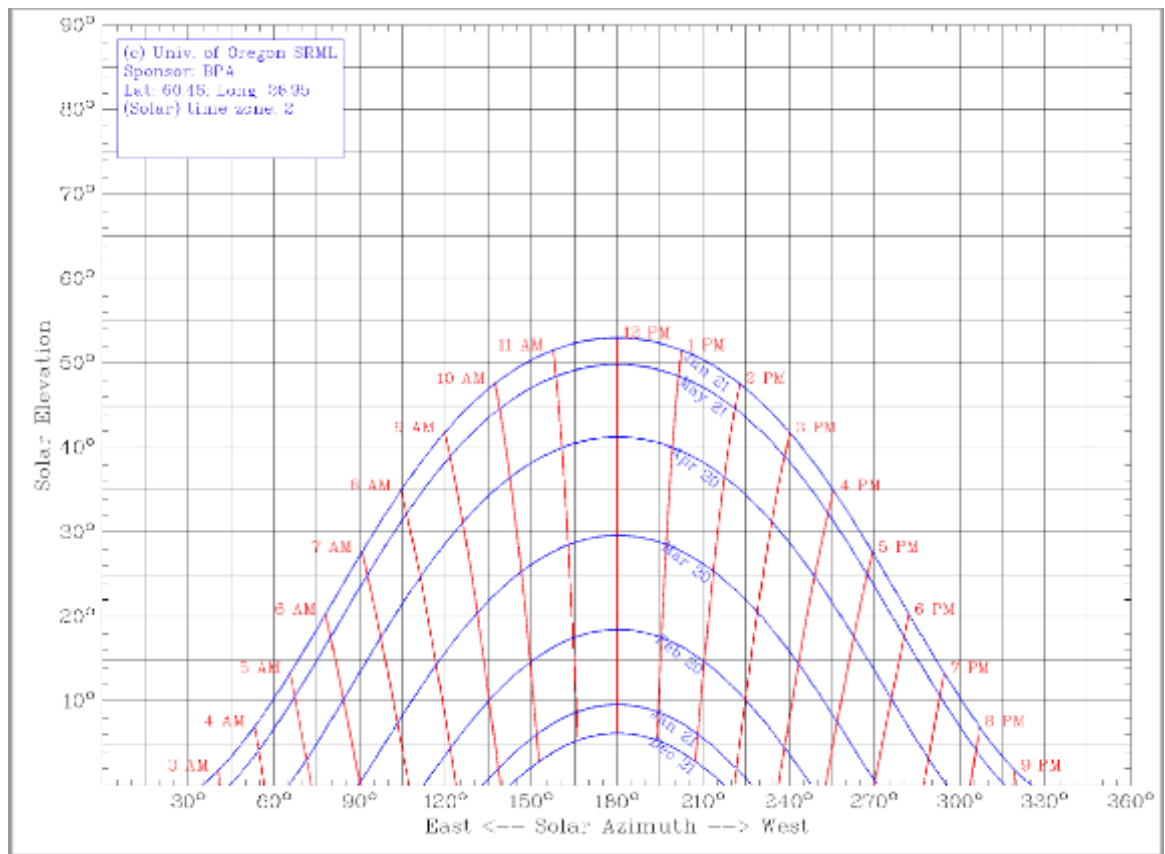
$$\frac{35\,000}{260} = 134,61 \approx 135 \text{ kpl}$$

Paneelien kokonaispinta-ala saadaan, kun yhden paneelin pinta-ala kerrotaan paneelien lukumäärällä:

$$1,7 * 135 = 229,5 \approx 230 \text{ m}^2$$

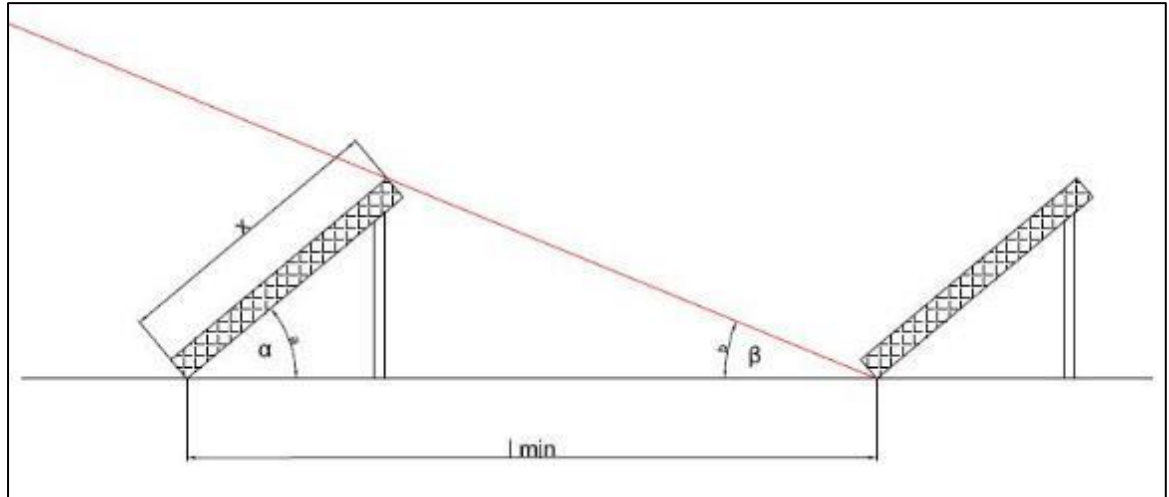
Aurinkopaneelien heikkoutena on se, että paneelin tuotto voi pudota jyrkästi, jos pienikin osa paneelista jää varjoon. Tästä johtuen asennettaessa useampia, kuin 1 rivi aurinkopaneeleita, on estettävä eri paneelirivien varjostuksen ulottuminen seuraavaan riviin.

Varjostuva alue riippuu paneelien asennuskulmasta ja auringon korkeusasemasta. Auringon korkeusaseman määrittämiseen käytettiin Oregonin yliopiston (University of Oregon) tarjoamaa SunChart-ohjelmaa (Solardat 2017). Korkeusaseman kuvaaja on esitetty kuvassa 17.



Kuva 17. Auringon korkeusaseman vuosivaihtelut Kotkassa (Solardat 2017)

Paneelien välistä minimietäisyyttä auringon tulokulman ja paneelien asennuskulman mukaan voidaan tarkastella kuvan 18 perusteella.



Kuva 18. paneelien varjostuksen määrittäminen

Kun tunnetaan asennettavan paneelin pituus  $x$ , paneelin asennuskulma  $\alpha$  ja auringon korkeusasema eli säteilyn tulokulma  $\beta$ , voidaan paneelien välinen minimietäisyys  $l_{min}$  määrittää seuraavasti:

$$l_{min} = \cos(\alpha) * x + \frac{\sin(\alpha) * x}{\tan(\beta)} \quad (12)$$

Mikäli paneelin pituus on 1,7 m, asennuskulma  $15^\circ$  ja auringon tulokulma  $22,5^\circ$ , on varjostumisen välttämiseksi paneelien välisen asennusetäisyyden syytä olla:

$$l_{min} = \cos(15) * 1,7 + \frac{\sin(15) * 1,7}{\tan(22,5)} = 2,7 \text{ m}$$

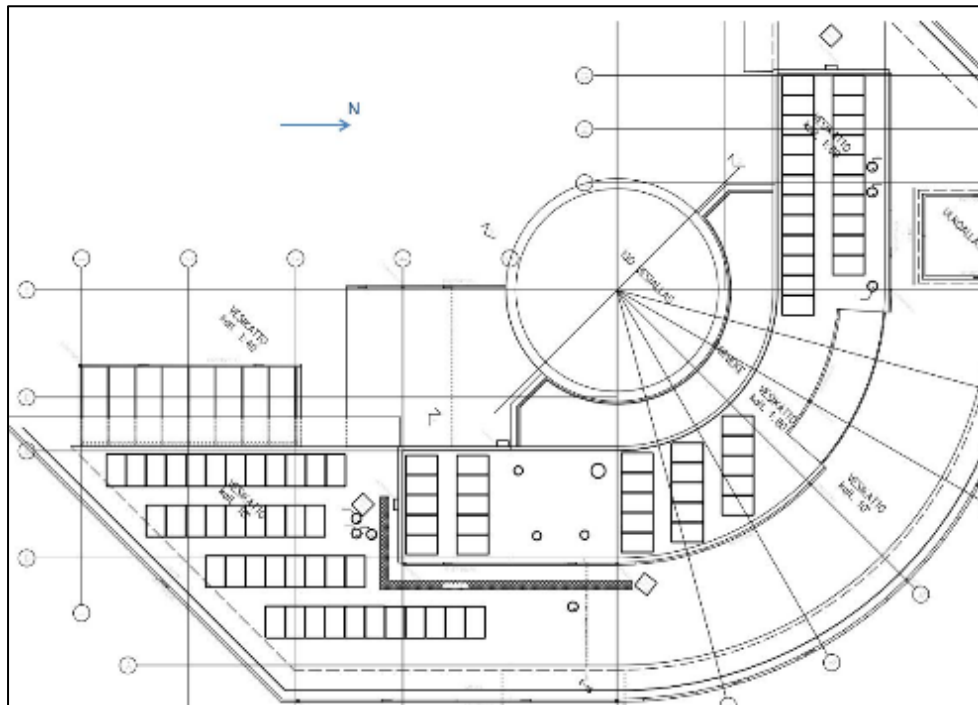
Paneelien asennuskulman kasvaessa myös etäisyys  $l_{min}$  kasvaa. Paneelikulmalla  $40^\circ$  etäisyydeksi tulee 3,9 m. Säteilyn tulokulma  $22,5^\circ$  on edellä valittu korkeusasemakuvaajasta vastaamaan kesäkuussa noin klo. 6:30 vallitsevaa tilannetta.

### 7.3.1 Aurinkopaneelien kattoasennus

Seuraavaksi tarkasteltiin paneelien asennusmahdollisuuksia kohteen katolle. Kohteen itä- ja pohjoispään katto soveltuu melko huonosti paneeliasennukseen. Rakennuksen 3. kerros luo varjoa kattoalueelle, rakennuksen päässä kasvaa korkeita puita ja lisäksi pohjoispäässä katto on kallistettu  $10^\circ$  pohjoiseen. Mahdollista

asennustilaa on 3. kerroksen vesikatolla sekä eteläpäädyn 2. kerroksen katolla. Näidenkin osalta asennustila on rajallinen, katolla sijaitsee ilmanvaihdon puhallinlaitteistoa ja 3. kerroksen katon länsireunassa sijaitsee 6 lipputankoa, jotka luovat varjoja katolle.

Rajoitukset huomioon ottaen kävi ilmeiseksi, että kattoasennuksella kohteen pohjakulutukseen yltävän paneelikokonaisuuden toteuttaminen on vaikeaa tai mahdotonta. Edellä mainittua varjostuslaskelmaa hyödyntämällä kartoitettiin realistista maksimipaneelimäärää. Olettaen, että lipputangot on mahdollista siirtää, luotiin rakennuksen vesikattopiirrustusta hyväksikäyttäen kuvassa 19 näkyvä periaatehahmotelma paneelien sijoitusvaihtoehdoiksi. Aurinkopaneelien kokona on käytetty 1 000 x 1 700 mm, paneelien asennuskulmana hahmotelmassa on 15°, jolla on pyritty maksimoimaan paneelien kokonaismäärää. PVGIS-laskelmassa 2. kerroksen paneelien asennuskulmaksi on ilmoitettu 25°. Tämä johtuu siitä, että PVGIS vertaa kulmaa horisontin tasoon ja katossa itsessään on 10° kaltevuus.



Kuva 19. Hahmotelma paneelien asennusvaihtoehdoista Maretariumin katolle



Hahmotelman mukaan 2. kerroksen katolle sopii noin 40 paneelia ja 3. kerroksen katolle noin 48 paneelia. Kun paneelitehona käytetään arvoa 260 Wp saadaan 2. kerroksen kokonaistehoksi:

$$40 * 260 = 10\,400\,W = 10,4\,kW$$

Vastaavasti 3. kerroksen kokonaistehoksi tulee:

$$48 * 260 = 12\,480\,W \approx 12,5\,kW$$

2. krs:n PVGIS-laskelma on esitetty kuvassa 20 ja 3. krs:n laskelma kuvassa 21.

<b>PVGIS estimates of solar electricity generation</b>				
Location: 60°27'36" North, 26°56'59" East, Elevation: 0 m a.s.l., Solar radiation database used: PVGIS-classic				
Nominal power of the PV system: 10.4 kW (crystalline silicon)				
Estimated losses due to temperature and low irradiance: 9.8% (using local ambient temperature)				
Estimated loss due to angular reflectance effects: 4.3%				
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%				
Combined PV system losses: 25.7%				
Fixed system: inclination=25 deg., orientation=90 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	1.79	55.5	0.27	8.28
Feb	7.32	205	0.94	26.3
Mar	16.40	508	2.02	62.5
Apr	29.40	882	3.65	109
May	39.40	1220	5.05	157
Jun	40.30	1210	5.30	159
Jul	38.60	1200	5.17	160
Aug	27.40	849	3.63	113
Sep	15.90	476	2.06	61.7
Oct	7.36	228	0.96	29.8
Nov	2.12	63.5	0.31	9.19
Dec	0.87	27.0	0.15	4.59
Year	19.00	577	2.47	75.0
Total for year		6920		900
Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)				
Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)				
Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)				
Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)				

Kuva 20. PVGIS-arvio 2. kerroksen katolle

### PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 60°27'36" North, 26°56'59" East, Elevation: 0 m a.s.l.,  
Solar radiation database used: PVGIS-classic

Nominal power of the PV system: 12.5 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 9.2% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 4.0%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 25.0%

Fixed system: inclination=15 deg., orientation=0 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	4.05	126	0.41	12.8
Feb	13.60	381	1.33	37.3
Mar	25.00	776	2.50	77.4
Apr	40.70	1220	4.20	126
May	51.40	1590	5.52	171
Jun	51.20	1540	5.66	170
Jul	49.80	1540	5.60	173
Aug	36.70	1140	4.06	126
Sep	22.80	684	2.44	73.1
Oct	11.90	369	1.23	38.1
Nov	4.01	120	0.41	12.4
Dec	2.23	69.0	0.23	7.21
Year	26.20	796	2.81	85.4
Total for year		9550		1020

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m<sup>2</sup>)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m<sup>2</sup>)

Kuva 21. PVGIS-arvio 3. kerroksen katolle

Vuosituottoarvioiksi muodostuu 2. kerrokselle 6 920 kWh ja 3. kerrokselle katolle 9 550 kWh.

### 7.3.2 Aurinkopaneelien seinäasennus

Aurinkopaneelit on mahdollista asentaa myös seinäpinnoille. Seinäasennuksen hyviä puolia ovat puhdistustarpeen helppo havainnointi ja talviajalla auringon säteilyn parempi hyödyntäminen. Julkisessa rakennuksessa myös paneelien huomioarvo on suurempi kuin kattoasennuksessa.

Kohteen seinäpinnoista asennukseen soveltuisivat rakennuksen eteläpääty sekä länsisiiven etelään antava seinä. Rakennuksen pitkälle viedyt kattoylitykset kuitenkin varjostavat kesäaikana seinäpintojen yläosia. Lisäksi eteläpäädyssä on suurehkoja ikkunapintoja ja länsisiiven edustalla on puustoa. Kuva 22 näyttää katon luoman varjostuksen eteläpäädyn seinälle. Kuva on otettu 3.6.2016 noin klo 11 aikaan.



Kuva 22. Katon luoma varjostus eteläpään seinälle

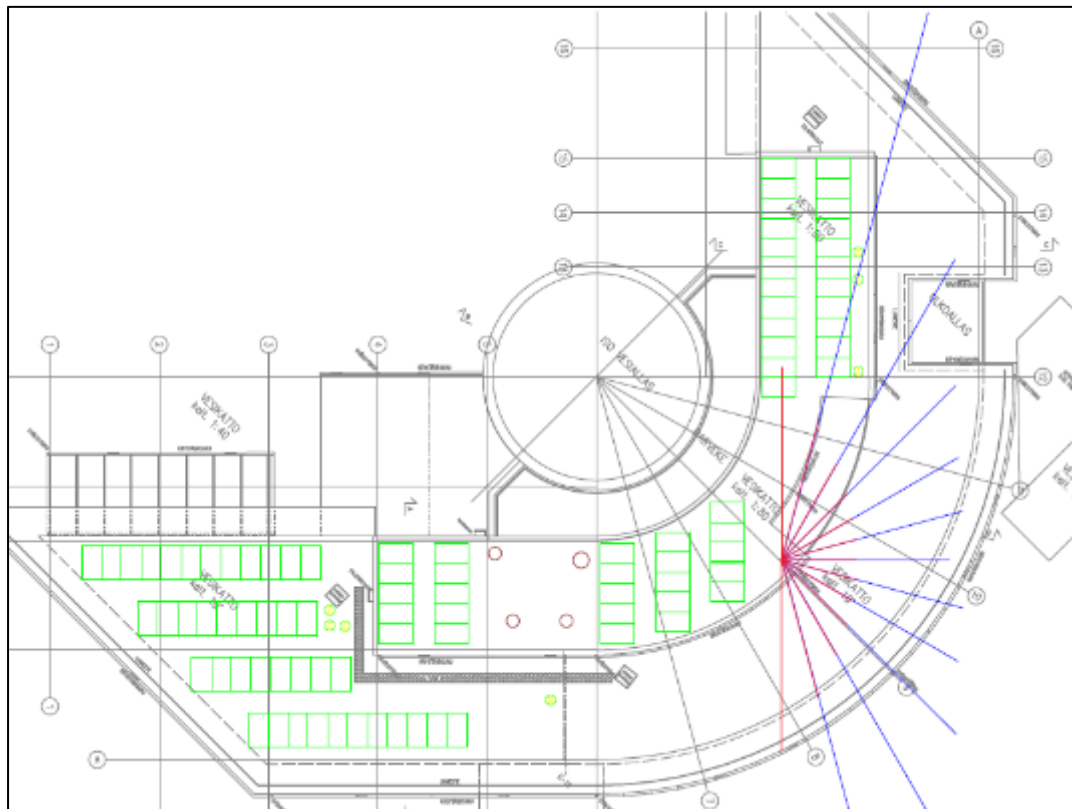
Edellä mainituista syistä johtuen seinäpinnoille asennettavien paneelien kokonaismäärä jäisi melko pieneksi ja kustannus/tuottosuhte heikoksi.

#### 7.4 Tuulienergia

Kohteen tuulienergian tuottomahdollisuuksia arvioitiin lähinnä pysty akselisen pientuulivoiman näkökulmasta. Valintaan vaikuttivat pystymallin huomioarvo sekä hitaasta pyörimisnopeudesta johtuva vähäinen melun tuotto. Tuulisuusolosuhteita kartoitettiin Suomen Tuuliatlaksen karttaliittymän avulla. Karttaliittymässä Suomi on jaettu hilaruutuihin, joiden avulla tuuliolosuhteita voidaan tarkastella korkeus-

asemilla 50 – 400 m. Tuuliatlaksen data-aineisto pohjautuu 50 vuoden tuuliolosuhteiden analysointiin, jonka perusteella on valittu tietty ajanjakso (1989 – 2007) vastaamaan Suomen tuuliolosuhteita. Kyseiseltä ajanjaksolta on edelleen valittu jokaiselle kuukaudelle neljä eri vuotta, joiden perusteella keskimääräiset tuulet on määritetty. (Suomen tuuliatlas 2016a.)

Tuuliturbiinin sijoitusmahdollisuuksia rakennuksen katolle tarkasteltiin huomioon ottaen myös mahdollinen yhteiskäyttö aurinkopaneelien kanssa. 5 metriä korkean maston luomia varjostuksia tutkittiin maaliskuun osalta aikajaksolla 07:00 – 17:00 ja kesäkuun osalta aikajaksolla 06:00 – 18:00. Aikajaksolla auringon korkeusasema määriteltiin kuvan 17 avulla. Maston sijoituspaikka ja varjostuva alue on esitetty kuvassa 23. Punaiset viivat kuvaavat kesäkuun varjostusta, siniset viivat maaliskuun varjostusta.



Kuva 23. 5 -metrisen turbiinimaston luomat varjot

Kuvan osoittamassa paikassa masto aiheuttaisi aamuisin vähäistä varjostusta 2 – 4 paneeliin. Koska auringon säteilyintensiteetti on aamuisin melko alhainen ja

varjostuva osuus on vain noin 4 – 8 % kokonaispaneelimäärästä, vaikutukset panelien vuosituottoon olisivat pienet.

#### 7.4.1 Suomen Tuuliatlaksen data-aineisto

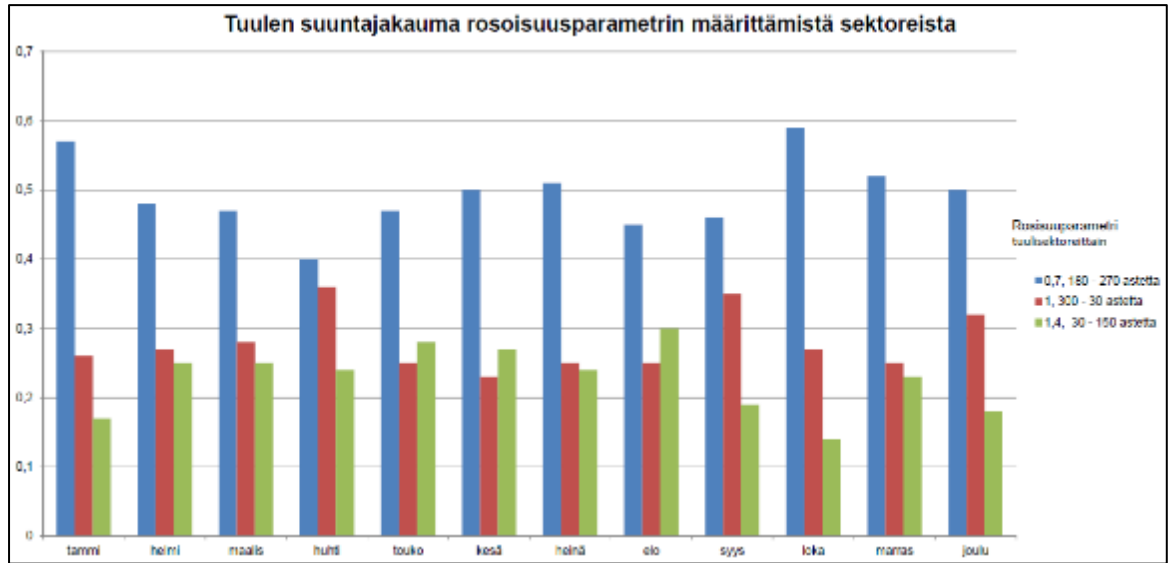
Tuuliatlaksen datan mittauskorkeudeksi valittiin 50 m. Mittauskorkeudelta saatu data-aineisto on muutettava laskennallisesti vastaamaan oletettua tuuliturbiinin asennuskorkeutta. Laskenta suoritettiin kaavojen 6 ja 7 perusteella. Laskentakorkeutena on käytetty paikalle asennetun tuulimittarin korkeuslukemaa 17 m. Rosoisuusparametrin  $z_0$  arvon määrittämiseksi tarkasteltiin kohteen ympäristöä ja tuuliatlaksen kuukausikohtaisia tuulenjakamaa kuvaavia tuuliruusuja. Tuuliatlaksen tuottama vuosituuliruusu on esitetty liitteessä 2.

Kohteen etelä- ja länsipuolella aukeaa Sapokanlahti ja torialue, pohjoispuolella sijaitsee kerrostaloasuntoja ja itäpuolella sijaitsee Kotka Mills Oy:n puru- ja hakekenttä. Hakekentän ja kohteen välissä kulkee Junnu Vainion katu, jota reunustaa harva puusto. Astelukuina ilmaistaessa sektoria  $180^\circ - 270^\circ$  arvioitiin satama-alueen rosoisuusparametrin arvolla 0,7 m, sektoria  $300^\circ - 30^\circ$  suomessa käytettävällä kaupunkialueen arvolla 1 ja sektoria  $60^\circ - 240^\circ$  harvan puuston arvolla 1,4.

Tuuliruusuista arvioitiin kunkin kuukauden tuuliosuus edellä mainittujen sektorien välillä. Kuukausikohtainen rosoisuusparametri määritettiin tuulen suunnan esiintymistiheyden ja eri suuntien rosoisuusarvojen painotettuna keskiarvona. Esimerkiksi tammikuussa tuuliosuudeksi sektorille  $180^\circ - 270^\circ$  määriteltiin 57 %, sektorille  $300^\circ - 30^\circ$  26 % ja sektorille  $60^\circ - 240^\circ$  17 %. Painotettu keskiarvo tammikuun rosoisuusparametrille:

$$z_{0,p\ ka} = (0,57 * 0,7) + (0,26 * 1) + (0,17 * 1,4) = 0,897$$

Tuulen suuntien kuukausikohtaiset esiintymistiheydet eri sektoreiden kesken on esitetty kuvassa 24.



Kuva 24. Tuulen jakautuminen rosoisuusparametrien määrittämien sektoreiden kesken

Tuuliatlaksen kuukausittaisista keskituulennopeuksista korkeudelle 50 m laskettiin tuulennopeudet laskentakorkeudelle 17 m. Esimerkiksi tammikuussa keskituulennopeus korkeudelle 50 m on 7,9 m/s ja painotettu rosoisuusarvo 0,897. Kitkanopeus  $u_*$  on kaavan (6) mukaan:

$$u_* = 0,4 \left( \frac{7,9}{\ln \frac{50}{0,897}} \right) = 0,7859 \text{ m/s} \quad (6)$$

Tuulen nopeus laskentakorkeudelle 17 m saadaan kaavasta (7):

$$u_{(z_1)} = \frac{0,7859}{0,4} \ln \frac{17}{0,897} = 5,7803 \approx 5,8 \text{ m/s} \quad (7)$$

Laskenta on esitetty taulukossa 3.

Taulukko 3. Tuulennopeudet kuukausittain laskentakorkeudelle 17 m

Kuukausi	Roraisuusparametri $z_0$				Tuuli (m/s)		Tuuli (m/s)	
	Sektoreittain, osuus (100% = 1)			Painotettu keskiarvo $z_0, p_{ka}$	v(h) 50 m	kitkanopeus $u^*$	v(h) 17 m	
	0,7	1	1,4					
tammi	0,57	0,26	0,17	0,897	7,9	0,7859	5,7803	
helmi	0,48	0,27	0,25	0,956	7,4	0,7480	5,3825	
maalis	0,47	0,28	0,25	0,959	6,4	0,6475	4,6538	
huhti	0,4	0,36	0,24	0,976	5,7	0,5792	4,1378	
touko	0,47	0,25	0,28	0,971	6,1	0,6191	4,4304	
kesä	0,5	0,23	0,27	0,958	5,8	0,5866	4,2179	
heinä	0,51	0,25	0,24	0,943	5,7	0,5742	4,1514	
elo	0,45	0,25	0,3	0,985	5,6	0,5704	4,0616	
syys	0,46	0,35	0,19	0,938	6,6	0,6640	4,8092	
loka	0,59	0,27	0,14	0,879	6,9	0,6830	5,0579	
marras	0,52	0,25	0,23	0,936	7,2	0,7240	5,2475	
joulu	0,5	0,32	0,18	0,922	7,3	0,7312	5,3278	
Kekiarvo	0,49	0,28	0,23					4,7715

Vuosittaiseksi keskituulennopeudeksi laskentakorkeudelle 17 m saatiin 4,8 m/s.

#### 7.4.2 Kohteen tuulimittaus

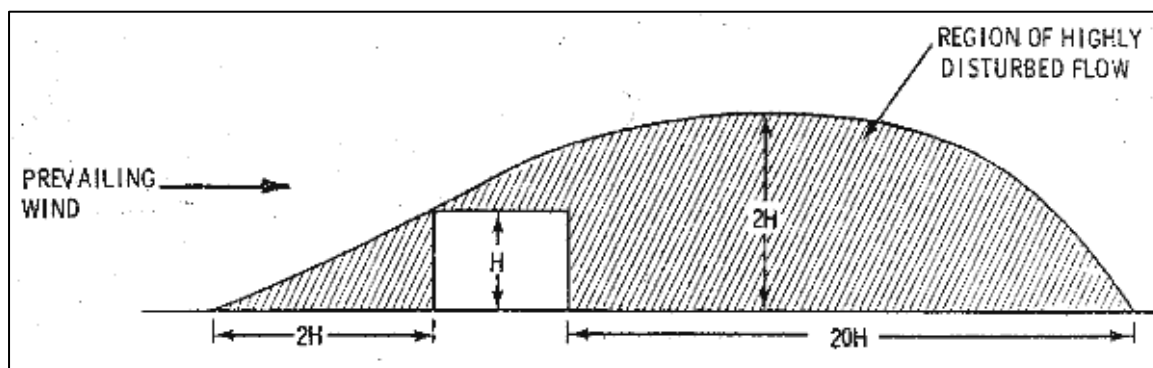
Kohteeseen asennettiin myös kesäkuussa 2016 Davis Vantage Pro 2 -sääasema tuuliolosuhteiden kartoittamiseksi. Sääasema asennettiin teleskooppimastoon rakennuksen 3. kerroksen teknisten tilojen itäseinustalle. Sääaseman tuulimittari kiinnitettiin maston yläosaan, noin 3 metrin korkeudelle kattotasosta. Rakennuksen korkeus on 14 metriä, joten tuulimittarin kokonaiskorkeusasemaksi tuli 17 metriä. Sääasema oli varustettu langattomalla akkuvarmennetulla lähetysasemalla ja erillisellä dataloggerilla varustetulla näyttöyksiköllä. Näyttöyksikkö liitettiin edelleen PC-koneeseen, johon asennettiin WeatherLink 6.0.2-ohjelmisto datan keruuta ja analysointia varten. PC ja sääaseman näyttöyksikkö sijoitettiin 3. krs:ssa sijaitsevaan sähköpääkeskushuoneeseen.

Dataa kerättiin ajanjaksolta 23.6.2016 - 31.1.2017. Dataa verrattiin Suomen Tuuliatlaksen avulla laskettuihin tuulisuuslukemiin. Sääasemalta saadut kuukausikohtaiset keskituulennopeudet osoittautuivat noin 37 % alhaisemmiksi kuin Tuuliatlaksen datan avulla lasketut lukemat. Lähimpänä toisiaan arvot olivat marraskuussa, 25 %, ja kauimpana syyskuussa, 48 %. Vertailuarvot on esitetty taulukossa 4.

Taulukko 4. Davis-sääaseman mitattujen ja Tuuliatlaksen laskettujen tuulennopeuksien vertailu

Kuukausi	Data-aineisto, v (m/s)		
	Davis pro2	Tuuliatlas	Ero %
heinä	2,7	4,2	35,71
elo	2,8	4,1	31,71
syys	2,5	4,8	47,92
loka	3,4	5,1	33,33
marras	3,9	5,2	25,00
joulu	2,8	5,3	47,17
tammi	3,2	5,8	44,83
<b>ka</b>	<b>3,04</b>	<b>4,93</b>	<b>38,26</b>

Mitattujen ja laskettujen arvojen välinen ero on huomattava ja lisäksi eron suuruus vaihtelee eri kuukausien välillä. Syitä tähän voi olla useita. Sääaseman sijainti rakennuksen itäpuolella johtaa siihen, että tuulen ollessa vallitsevan suunnan mukainen, on sääasema tuuleen nähden rakennuksen vastakkaisella puolella. Tällöin on mahdollista, että tuulimittarin asennuskorkeudella, harjakorkeus + 3 m, vallitsee pyörteinen ilmavirtaus, joka vääristää nopeustuloksia. Kuvassa 25 esitetään asiaa selventävä havainnekuva rakennuksen vaikutuksesta tuulen pyörteisyyteen. (Haveri 2013.)



Kuva 25. Rakennuksen vaikutus tuulen pyörteisyyteen (Haveri 2013)



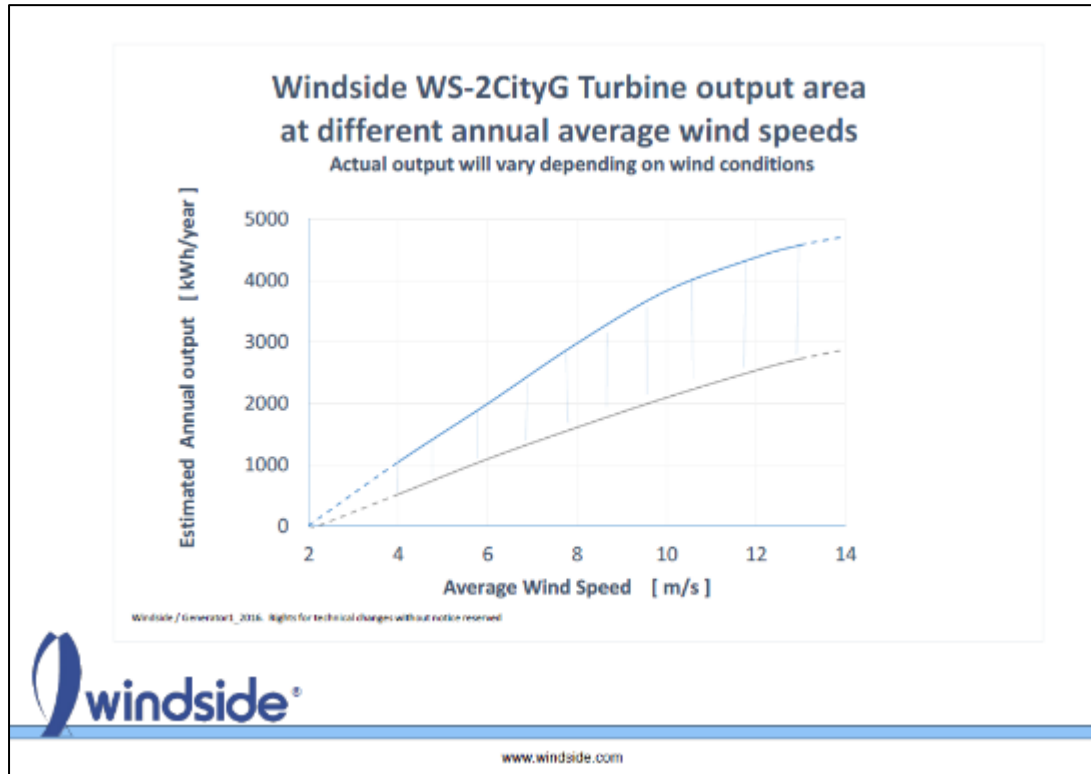
Tuuliatlaksen dataan perustuvaan laskentaan sisältyvän rosoisuusparametrin määrittelyyn mahdollisesti sisältyvä erheellinen päättelyketju saattaa myös vaikuttaa saatujen tulosten poikkeaviin arvoihin. Toisaalta rosoisuusparametrin arvon muutos esimerkiksi lukemaan 2 alentaa Tuuliatlaksella laskettuja lukemia keskimäärin vain 0,4 m/s ja kokonaiseroa sääaseman dataan nähden jäisi edelleen lähes 32 %. Saatujen arvojen eroon voi lisäksi vaikuttaa eri vuosien säävaihtelut, sääaseman mittausjakson tuuliolosuhteet voivat poiketa Tuuliatlaksen vertailuvuosien keskiarvosta.

Koska sääaseman sijainti aiheuttaa epävarmuustekijän ja koska dataa ei ennätetty kerätä 12 kk:n jaksolta, seuraavissa tuottoarvioissa päädyttiin käyttämään Tuuliatlaksen perusteella saatuja tuulen nopeus arvoja.

#### **7.4.3 Tuulen tuottoarvio**

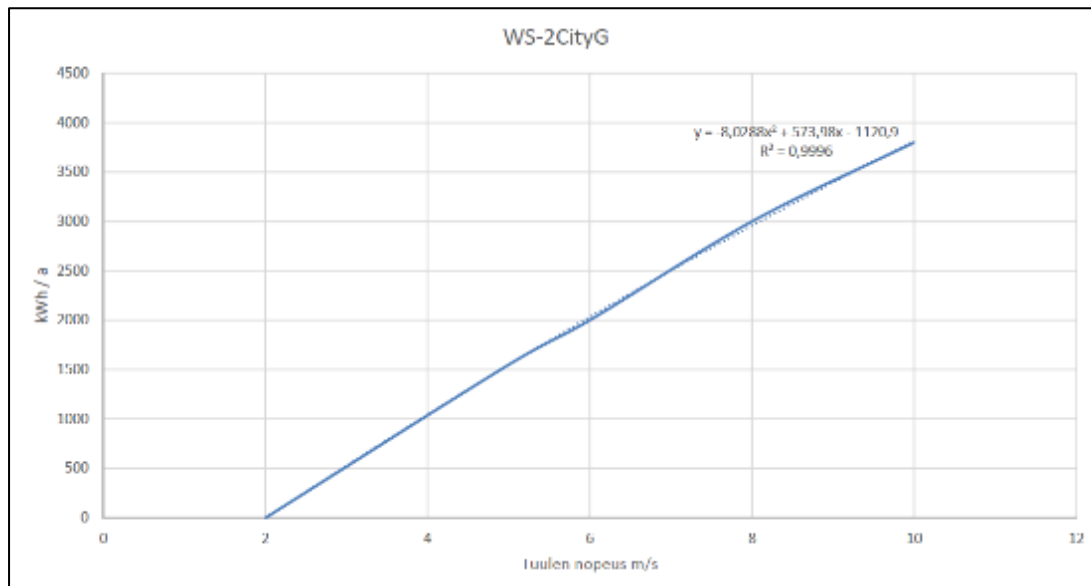
Tuulienergian tuottoa laskettiin kotimaisen Windside-yhtiön WS-2CityG-turbiinin sekä tanskalaisen Aeolos-V 2kW ja 3 kW turbiinien tehokäyrien perusteella.

Windside-yhtiöstä saatiin sähköpostilla 27.6.2016 WS-2CityG-turbiinin vuosituotokuvaaja (Asp 2016). Kuvaaja on esitetty kuvassa 26.



Kuva 26. WS-2CityG -turbiinin vuosituottokuvaaja (Windside 2016)

Kuvaajan perusteella laadittiin Excelillä 2. asteen polynomi tuulen nopeusalueelle 2 – 10 m/s. Polynomi on esitetty kuvassa 27.



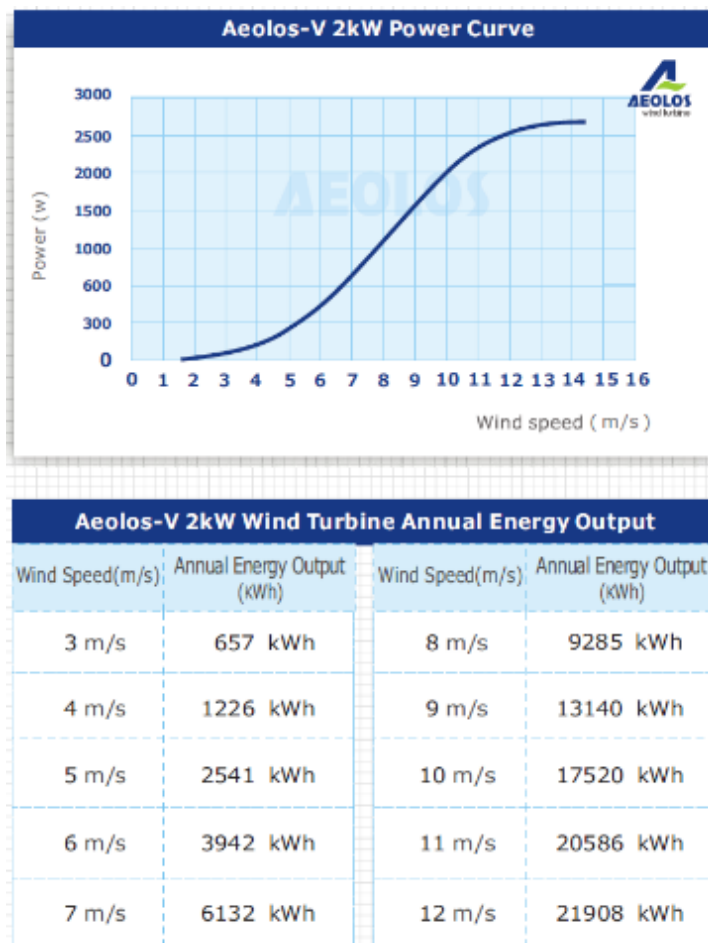
Kuva 27. 2.asteen polynomi WS-2CityG -turbiinille

Polynomilla laskettiin WS-2CityG-turbiinin tuottoarvio kohteen Tuuliatlaksen keskimääräisellä vuosittaisella tuulen nopeudella 4,8 m/s.

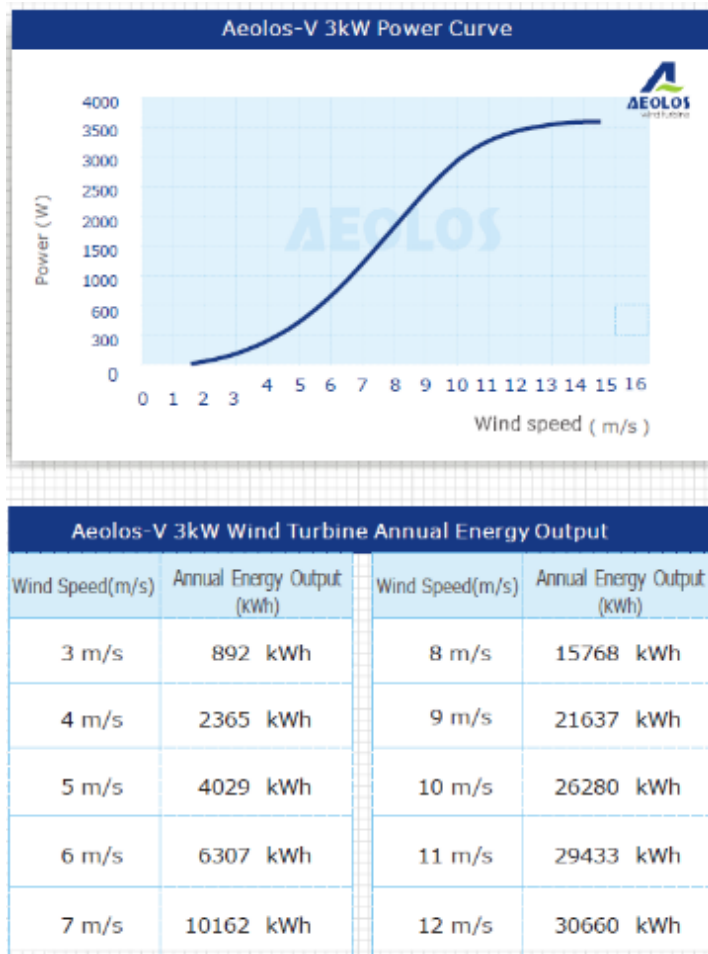
$$P_{avg} = -8,0228 * 4,8^2 + 573,98 * 4,8 - 1\,120,9 = 1\,449,3586 \text{ kWh}$$

Keskituotoksi tulee noin 1 450 kWh/a.

Aeolos-V 2kW ja V 3kW tuottokuvaajat ladattiin osoitteesta <http://www.nexosonline.com/web/site/categorias?id=31>. 2 kW:n kuvaaja on esitetty kuvassa 28 ja 3 kW:n kuvaaja kuvassa 29.

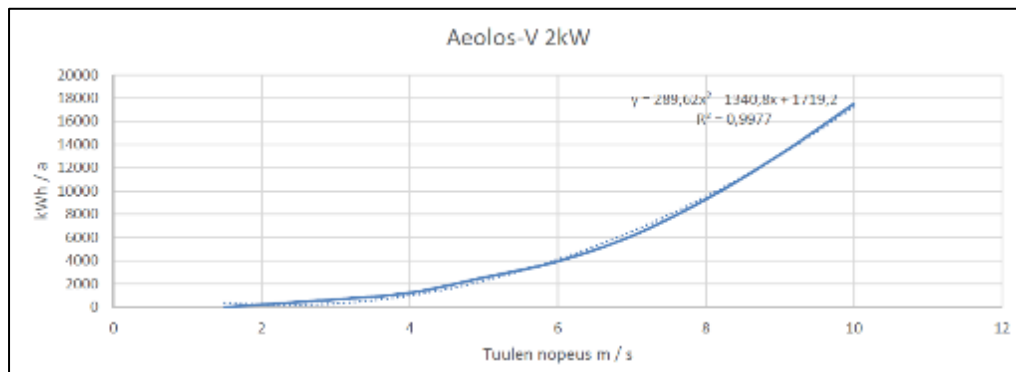


Kuva 28. Aeolos-V 2 kW tuottoarvot (nexosonline 2016)

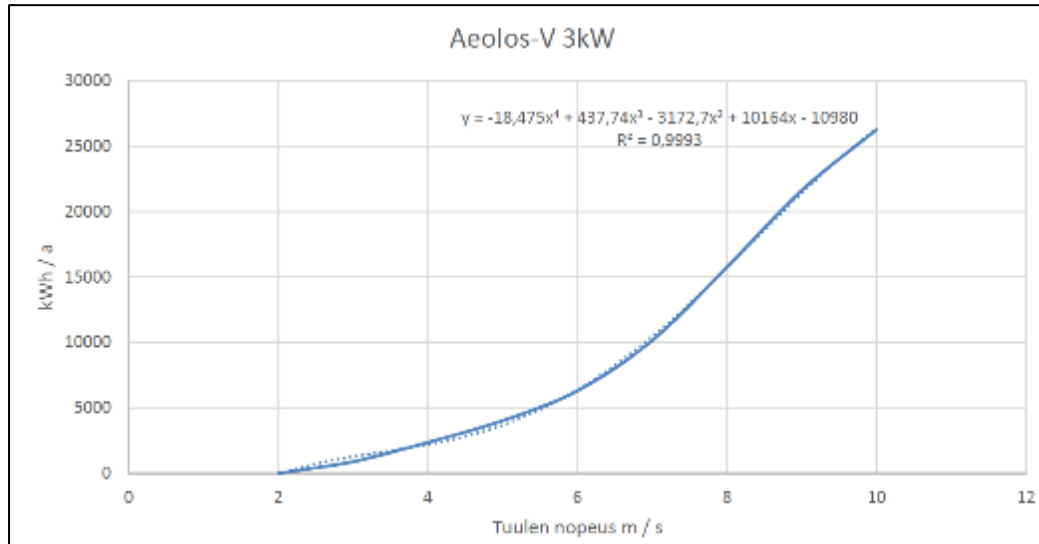


Kuva 29. Aeolos-V 3kW tuottoarvot (nexosonline 2016)

Tuottoarvojen perusteella muodostettiin Excelillä polynomikuvaajat tuulen nopeusvälille 2 – 10 m/s. Polynomien perusteella laskettiin vuotuiset tuottoarvot kuten samoin, kuin edellä WS-2CityG:n tapauksessa. 2 kW:n kuvaaja on esitetty kuvassa 30, 3 kW:n kuvaaja kuvassa 31.



Kuva 30. Polynomikuvaaja Aeolos-V 2 kW tuuliturbiinille



Kuva 31. Polynomikuvaaja Aeolos-V 3 kW tuuliturbiinille

Polynomilausekkeiden avulla laskettiin energian vuosituotot. Aeolos-V 2 kW:

$$P_{avg,a} = 289,62 * 4,8^2 - 1\,340,8 * 4,2 + 1\,719,2 = 1\,956,2048 \text{ kWh}$$

Aeolos-V 3 kW:

$$P_{avg,a} = -18,475 * 4,8^4 + 437,74 * 4,8^3 + 10\,164 * 4,8 - 10\,980$$

$$P_{avg,a} = 3\,311,4355 \text{ kWh}$$

Aeolos-V 2 kW:n energian vuosituottoarvioksi saatiin noin 1 960 kWh ja 3 kW:n arvoksi noin 3 300 kWh.

## 7.5 Taloudellinen tarkastelu

Tarkasteltaessa tuuli- ja aurinkoenergian tuottomahdollisuuksien taloudellisia seikkoja oli käytössä joitakin oletusarvoja. Sähköenergian ostohintana laskelmissa on 10 snt/kWh. Kustannusarvioita tehtäessä aurinkopaneelien osalta käytettiin arvoa 1 200 €/kWp. Arvo on keskiarvo 10 – 250 kW:n verkkoon kytkettyjen kattoasennusjärjestelmien keskimääräisestä toteutuneesta vuoden 2016 asennushintata-  
sosta 1 050 – 1 350 €/kWp (FinSolar 2017a).

Tuulivoiman osalta käytössä oli Windside-yhtiön sähköpostitse saatu hinta-arvio WS-2CityG:n osalta, noin 17 600 € (Asp 2016). Aeolos -malleille ei kuitenkaan saatu vertailukelpoista hintatasoa. Tarkastelussa arvioitiin Aeolos-V 2 kw hieman WS-2CityG -mallia edullisemmaksi, arviona käytettiin kokonaishintaa 15 000 €. Aeolos-V 3 kW arvioitiin samaan hintaluokkaan kuin WS-2CityG, arviohintana käytettiin 18 000 €. Yhteiskäytön vaatiman säätötekniikan osalta saatiin 20.12.2016 alustava hinta-arvio Lahdessa toimivalta nocart Oy:ltä (Vähämartti 2016). Verkkoliitäntä yksikön, joka kykenee käsittelemään sekä aurinko- että tuulienergiaa noin 30 kW:n sisääntulotehoihin asti, hinta liikkuisi tarjoushetkellä noin 17 000 euron luokassa. Kaikki laskelmissa esiintyvät hinnat ovat alv 0%.

### 7.5.1 Aurinkosähkö

Kappaleen 7.3.1 mukaisella paneelimäärällä kokonaistehoksi tulisi 22,9 kWp. Hinnaksi muodostuisi:

$$22,9 * 1\,200 = 27\,480 \text{ €}$$

Oletetaan paneelien käyttöiäksi 25 vuotta. Aurinkopaneelien energian tuotanto heikkenee hieman vuosien kuluessa. Paneeleille ilmoitetaan yleisesti tehontuotto-takuu, esimerkiksi 90 % 12 vuodelle ja 80 % 25 vuodelle. Arvo voidaan ilmoittaa myös lineaarisena. Seuraavissa laskelmissa on käytetty lineaarista arvoa 0,5 % / a.

Sähkön tuottoarviot, kun paneelien kokonaisteho on 22,9 kWp, kokonaistuoton lähtöarvo 16 470 kWh/a ja tuoton alenema 0,5 % / a, on esitetty taulukossa 4.

Taulukko 4. Paneelien tuottolaskelma ajalle 25 a

Vuosi	Teho %	Teho kerroin	Tuotto kWh/a
1	100,00	1,000	16470,00
2	99,50	0,995	16387,65
3	99,00	0,990	16305,30
4	98,50	0,985	16222,95
5	98,00	0,980	16140,60
6	97,50	0,975	16058,25
7	97,00	0,970	15975,90
8	96,50	0,965	15893,55
9	96,00	0,960	15811,20
10	95,50	0,955	15728,85
11	95,00	0,950	15646,50
12	94,50	0,945	15564,15
13	94,00	0,940	15481,80
14	93,50	0,935	15399,45
15	93,00	0,930	15317,10
16	92,50	0,925	15234,75
17	92,00	0,920	15152,40
18	91,50	0,915	15070,05
19	91,00	0,910	14987,70
20	90,50	0,905	14905,35
21	90,00	0,900	14823,00
22	89,50	0,895	14740,65
23	89,00	0,890	14658,30
24	88,50	0,885	14575,95
25	88,00	0,880	14493,60
		YHT	387045,00

Taulukossa 5 on esitetty euromääräinen tuotto ajalle 25 a sekä kiinteällä sähköenergian hinnalla 0,10 €/kWh että sähköenergian vuosittaisella 1 % hinnan nousulla.

Taulukko 5. Euromääräinen tuotto. Kiinteä hinta 0,10 €/kWh ja 1 % vuosittainen hinnan nousu

Vuosi	Tuotettu energia kWh/a	Tuotto energian hinnan mukaan	
		0,1 €/kWh €/a	nousu 1 % / a €/a
1	16470,00	1647,00	1647,00
2	16387,65	1638,77	1655,15
3	16305,30	1630,53	1663,30
4	16222,95	1622,30	1671,45
5	16140,60	1614,06	1679,60
6	16058,25	1605,83	1687,74
7	15975,90	1597,59	1695,87
8	15893,55	1589,36	1704,00
9	15811,20	1581,12	1712,13
10	15728,85	1572,89	1720,24
11	15646,50	1564,65	1728,35
12	15564,15	1556,42	1736,44
13	15481,80	1548,18	1744,53
14	15399,45	1539,95	1752,60
15	15317,10	1531,71	1760,66
16	15234,75	1523,48	1768,71
17	15152,40	1515,24	1776,74
18	15070,05	1507,01	1784,75
19	14987,70	1498,77	1792,75
20	14905,35	1490,54	1800,73
21	14823,00	1482,30	1808,69
22	14740,65	1474,07	1816,63
23	14658,30	1465,83	1824,54
24	14575,95	1457,60	1832,43
25	14493,60	1449,36	1840,30
YHT	387045,00	38704,50	43605,34

Ylläpitokuluja arvioitaessa käytettiin Aalto yliopiston verkosta ladattavassa LCOE -kannattavuuslaskurissa esiintyvää arvoa 5 €/MWh (FinSolar 2017b). Kohteen osalta keskimääräisiksi vuosittaisiksi ylläpitokuluiksi saadaan:

$$16,470 \text{ MWh/a} * 5 \text{ €/MWh} = 82,35 \text{ €/a}$$



Vähentämällä vuosittaiset ylläpitokustannukset vuosittaisen tuotetun energian arvosta laskettiin alkuinvestoinnin koroton takaisinmaksuaika.

Koroton takaisinmaksuaika investoinneille ja ylläpitokuluille kiinteällä energianhinnalla sekä 1 % nousulla on esitetty taulukossa 6 ja liitteessä 3.

Taulukko 6. Paneelien koroton takaisinmaksuaika. Energia: 0,1 €/kWh ja 1 %/a nousu.

	Tuotto energian hinnan mukaan		ylläpito	Investoinnin arvo	
	0,1 €/kWh	nousu 1 %/a		energia 0,1 €/kWh	energia + 1 %/a
Aika (vuotta)	€/a	€/a	€/a	€/a	€/a
0				-27480,00	-27480,00
1	1647,00	1647,00	-82,35	-25915,35	-25915,35
2	1638,77	1655,15	-82,35	-24358,94	-24342,55
3	1630,53	1663,30	-82,35	-22810,76	-22761,59
4	1622,30	1671,45	-82,35	-21270,81	-21172,49
5	1614,06	1679,60	-82,35	-19739,10	-19575,24
6	1605,83	1687,74	-82,35	-18215,63	-17969,86
7	1597,59	1695,87	-82,35	-16700,39	-16356,33
8	1589,36	1704,00	-82,35	-15193,38	-14734,68
9	1581,12	1712,13	-82,35	-13694,61	-13104,90
10	1572,89	1720,24	-82,35	-12204,08	-11467,01
11	1564,65	1728,35	-82,35	-10721,78	-9821,01
12	1556,42	1736,44	-82,35	-9247,71	-8166,92
13	1548,18	1744,53	-82,35	-7781,88	-6504,74
14	1539,95	1752,60	-82,35	-6324,28	-4834,49
15	1531,71	1760,66	-82,35	-4874,92	-3156,18
16	1523,48	1768,71	-82,35	-3433,80	-1469,82
17	1515,24	1776,74	-82,35	-2000,91	224,56
18	1507,01	1784,75	-82,35	-576,25	1926,97
19	1498,77	1792,75	-82,35	840,17	3637,37
20	1490,54	1800,73	-82,35	2248,35	5355,75
21	1482,30	1808,69	-82,35	3648,30	7082,08
22	1474,07	1816,63	-82,35	5040,02	8816,36
23	1465,83	1824,54	-82,35	6423,50	10558,55
24	1457,60	1832,43	-82,35	7798,74	12308,64
25	1449,36	1840,30	-82,35	9165,75	14066,59

Kiinteällä sähköenergian hinnalla 0,1 €/kWh takaisinmaksuaika on noin 18 v 5 kk ja vuotuisella 1 % energian hinnan nousulla noin 16 v 2 kk.

Kohteen 2. kerroksen paneelien suuntakulma ei ole optimaalinen. Tästä johtuen tarkasteltiin myös vaihtoehtoa, jossa paneelit on asennettu vain 3. kerroksen katonalle. Paneelien kokonaisteho olisi tällöin 12,5 kWp ja kokonaishinta:

$$12,5 * 1\,200 = 15\,000 \text{ €}$$

Sähkön tuotto ajalle 25 a, kun huomioidaan tuoton alenema 0,5 % / a on esitetty taulukossa 7.

Taulukko 7. 3. kerroksen paneelien energiantuotto ajalle 25 a

Vuosi	Teho %	Teho kerroin	Tuotto kWh/a
1	100,00	1,000	9550,00
2	99,50	0,995	9502,25
3	99,00	0,990	9454,50
4	98,50	0,985	9406,75
5	98,00	0,980	9359,00
6	97,50	0,975	9311,25
7	97,00	0,970	9263,50
8	96,50	0,965	9215,75
9	96,00	0,960	9168,00
10	95,50	0,955	9120,25
11	95,00	0,950	9072,50
12	94,50	0,945	9024,75
13	94,00	0,940	8977,00
14	93,50	0,935	8929,25
15	93,00	0,930	8881,50
16	92,50	0,925	8833,75
17	92,00	0,920	8786,00
18	91,50	0,915	8738,25
19	91,00	0,910	8690,50
20	90,50	0,905	8642,75
21	90,00	0,900	8595,00
22	89,50	0,895	8547,25
23	89,00	0,890	8499,50
24	88,50	0,885	8451,75
25	88,00	0,880	8404,00
		YHT	224425

Euromääräinen tuotto tälle paneeliratkaisulle ajalle 25 a sähköenergian hintojen 0,10 €/kWh ja 1 % vuosinousun mukaan on esitetty taulukossa 8.

Taulukko 8. Euromääräinen tuotto. Kiinteä hinta 0,10 €/kWh ja 1 % vuosittainen hinnan nousu

Vuosi	Tuotettu energia kWh/a	Tuotto energian hinnan mukaan	
		0,1 € / kWh €/a	nousu 1 % / a €/a
1	9550,00	955,00	955,00
2	9502,25	950,23	959,73
3	9454,50	945,45	964,45
4	9406,75	940,68	969,18
5	9359,00	935,90	973,90
6	9311,25	931,13	978,62
7	9263,50	926,35	983,34
8	9215,75	921,58	988,05
9	9168,00	916,80	992,76
10	9120,25	912,03	997,47
11	9072,50	907,25	1002,17
12	9024,75	902,48	1006,86
13	8977,00	897,70	1011,55
14	8929,25	892,93	1016,23
15	8881,50	888,15	1020,91
16	8833,75	883,38	1025,57
17	8786,00	878,60	1030,23
18	8738,25	873,83	1034,87
19	8690,50	869,05	1039,51
20	8642,75	864,28	1044,14
21	8595,00	859,50	1048,75
22	8547,25	854,73	1053,36
23	8499,50	849,95	1057,95
24	8451,75	845,18	1062,52
25	8404,00	840,40	1067,08
YHT	224425,00	22442,50	25284,21

Lasketaan vuosittaiset ylläpitokulut kuten edellä:

$$9,550 \text{ MWh/a} * 5 \text{ €/MWh} = 47,75 \text{ €/a}$$

Koroton takaisinmaksuaika investoinneille ja ylläpitokuluille kiinteällä energianhinnalla sekä 1 % nousulla on esitetty taulukossa 9 ja liitteessä 3.

Taulukko 9. Paneelien koroton takaisinmaksuaika. Energia: 0,1 €/kWh ja 1 %/a nousu.

	Tuotto energian hinnan mukaan		ylläpito	Investoinnin arvo	
	0,1 €/kWh	nousu 1 %/a		energia 0,1 €/kWh	energia + 1 %/a
Aika (vuotta)	€/a	€/a	€/a	€/a	€/a
0				-15000,00	-15000,00
1	955,00	955,00	-47,75	-14092,75	-14092,75
2	950,23	959,73	-47,75	-13190,28	-13180,77
3	945,45	964,45	-47,75	-12292,58	-12264,07
4	940,68	969,18	-47,75	-11399,65	-11342,64
5	935,90	973,90	-47,75	-10511,50	-10416,49
6	931,13	978,62	-47,75	-9628,13	-9485,62
7	926,35	983,34	-47,75	-8749,53	-8550,03
8	921,58	988,05	-47,75	-7875,70	-7609,73
9	916,80	992,76	-47,75	-7006,65	-6664,71
10	912,03	997,47	-47,75	-6142,38	-5714,99
11	907,25	1002,17	-47,75	-5282,88	-4760,58
12	902,48	1006,86	-47,75	-4428,15	-3801,46
13	897,70	1011,55	-47,75	-3578,20	-2837,66
14	892,93	1016,23	-47,75	-2733,03	-1869,18
15	888,15	1020,91	-47,75	-1892,63	-896,02
16	883,38	1025,57	-47,75	-1057,00	81,80
17	878,60	1030,23	-47,75	-226,15	1064,27
18	873,83	1034,87	-47,75	599,93	2051,40
19	869,05	1039,51	-47,75	1421,23	3043,16
20	864,28	1044,14	-47,75	2237,75	4039,55
21	859,50	1048,75	-47,75	3049,50	5040,55
22	854,73	1053,36	-47,75	3856,48	6046,16
23	849,95	1057,95	-47,75	4658,68	7056,35
24	845,18	1062,52	-47,75	5456,10	8071,13
25	840,40	1067,08	-47,75	6248,75	9090,46

Kiinteällä sähköenergian hinnalla 0,1 €/kWh takaisinmaksuaika on noin 17 v 4 kk ja vuotuisella 1 % energian hinnan nousulla noin 15 v 1 kk.

### 7.5.2 Tuuliturbiini

Tuuliturbiinien osalta havaitaan, että tarkasteltavien mallien osalta vuosituottoarviot jäävät hyvin mataliksi. Ennen tarkempaa analyysia pyrittiin selvittämään turbiinien vuotuisia kustannuksia. Suomen tuulivoimayhdistys ilmoittaa kaupalliseen tuottoon tarkoitettujen turbiinien ylläpitokulujen vaihtelevan välillä 1,5 – 3 % investointikuluista (Suomen tuulivoimayhdistys 2017d). Kustannuksia arvioitaessa olisi myös huomioitava se, että tuuliturbiinien ylläpitokustannukset kohoavat laitteiston ikääntyessä (Urho 2013). Pientuulivoiman osalta vastaavaa статистиikka ei kuitenkaan löydetty. Seuraavaksi tarkasteltiin esimerkkilaitteistojen taloudellisuutta siten, että ylläpitokuluiksi arvioitiin 1 % investoinnin arvosta.

Tuuliturbiinit arvioitiin samoilla periaatteilla kuin aurinkopaneelit. Vuosittain tuotetun energian arvosta vähennettiin vuosittaiset ylläpitokulut ja erotussummalla pienennettiin investoinnin lähtöarvoa. Taulukossa 10 on esitetty WS-2CityG-turbiinin laskelma. Investoinnin alkuarvona on 17 600 €, energian vuosituotona 1 460 kWh/a ja ylläpitokustannukset  $0,01 \cdot 17\,600 = 176 \text{ €/a}$ .

Taulukko 10. Koroton kannattavuuslaskelma 25 a turbiinille WS-2CityG

	Tuotto energian hinnan mukaan		ylläpito	Investoinnin arvo	
	0,1 €/kWh	nousu 1 %/a		energia 0,1 €/kWh	energia +1 %/a
Aika (vuotta)	€/a	€/a	€/a	€/a	€/a
0				-17600,00	-17600,00
1	146,00	146,00	-176,00	-17630,00	-17630,00
2	146,00	147,46	-176,00	-17660,00	-17658,54
3	146,00	148,93	-176,00	-17690,00	-17685,61
4	146,00	150,42	-176,00	-17720,00	-17711,18
5	146,00	151,93	-176,00	-17750,00	-17735,25
6	146,00	153,45	-176,00	-17780,00	-17757,81
7	146,00	154,98	-176,00	-17810,00	-17778,82
8	146,00	156,53	-176,00	-17840,00	-17798,29
9	146,00	158,10	-176,00	-17870,00	-17816,20
10	146,00	159,68	-176,00	-17900,00	-17832,52
11	146,00	161,27	-176,00	-17930,00	-17847,24
12	146,00	162,89	-176,00	-17960,00	-17860,35
13	146,00	164,52	-176,00	-17990,00	-17871,84
14	146,00	166,16	-176,00	-18020,00	-17881,68
15	146,00	167,82	-176,00	-18050,00	-17889,85
16	146,00	169,50	-176,00	-18080,00	-17896,35
17	146,00	171,20	-176,00	-18110,00	-17901,16
18	146,00	172,91	-176,00	-18140,00	-17904,25
19	146,00	174,64	-176,00	-18170,00	-17905,61
20	146,00	176,38	-176,00	-18200,00	-17905,23
21	146,00	178,15	-176,00	-18230,00	-17903,08
22	146,00	179,93	-176,00	-18260,00	-17899,15
23	146,00	181,73	-176,00	-18290,00	-17893,42
24	146,00	183,55	-176,00	-18320,00	-17885,87
25	146,00	185,38	-176,00	-18350,00	-17876,49

Tarkastaltaessa WS-2CityG:n taloudellista kannattavuutta havaitaan, että kiinteällä sähkön hinnalla turbiini tuottaa tappiota koko elinkaaren ajan.

Taulukossa 11 on esitetty vastaava laskelma Aeolos-V 2 kW -turbiinille. Investoinnin alkuarvo on 15 000 €, energian vuosituotto 1 960 kWh/a ja ylläpitokustannukset  $0,01 \cdot 15\,000 = 150 \text{ €/a}$ .

Taulukko 11. Koroton kannattavuuslaskelma 25 a turbiinille Aeolos-V 2 kW

	Tuotto energian hinnan mukaan		ylläpito	Investoinnin arvo	
	0,1 €/kWh	nousu 1 %/a		energia 0,1 €/kWh	energia +1 %/a
Aika (vuotta)	€/a	€/a	€/a	€/a	€/a
0				-15000,00	-15000,00
1	196,00	196,00	-150,00	-14954,00	-14954,00
2	196,00	197,96	-150,00	-14908,00	-14906,04
3	196,00	199,94	-150,00	-14862,00	-14856,10
4	196,00	201,94	-150,00	-14816,00	-14804,16
5	196,00	203,96	-150,00	-14770,00	-14750,20
6	196,00	206,00	-150,00	-14724,00	-14694,21
7	196,00	208,06	-150,00	-14678,00	-14636,15
8	196,00	210,14	-150,00	-14632,00	-14576,01
9	196,00	212,24	-150,00	-14586,00	-14513,77
10	196,00	214,36	-150,00	-14540,00	-14449,41
11	196,00	216,51	-150,00	-14494,00	-14382,90
12	196,00	218,67	-150,00	-14448,00	-14314,23
13	196,00	220,86	-150,00	-14402,00	-14243,37
14	196,00	223,07	-150,00	-14356,00	-14170,31
15	196,00	225,30	-150,00	-14310,00	-14095,01
16	196,00	227,55	-150,00	-14264,00	-14017,46
17	196,00	229,83	-150,00	-14218,00	-13937,63
18	196,00	232,12	-150,00	-14172,00	-13855,51
19	196,00	234,44	-150,00	-14126,00	-13771,06
20	196,00	236,79	-150,00	-14080,00	-13684,28
21	196,00	239,16	-150,00	-14034,00	-13595,12
22	196,00	241,55	-150,00	-13988,00	-13503,57
23	196,00	243,96	-150,00	-13942,00	-13409,60
24	196,00	246,40	-150,00	-13896,00	-13313,20
25	196,00	248,87	-150,00	-13850,00	-13214,33

Aeolos-V 2 -turbiinilla investointia ei saada kannattavaksi 25 a laskenta-ajalla.

Taulukossa 12 on laskenta Aeolos-V 3 kW -turbiinille. Investoinnin lähtöarvo on 18 000 €, energian vuosituotto 3 300 kWh/a ja ylläpitokustannukset  $0,01 \cdot 18\,000 = 180$  €/a.



Taulukko 12. Kannattavuuslaskelma 25 a turbiinille Aeolos-V 3 kW

	Tuotto energian hinnan mukaan		ylläpito	Investoinnin arvo	
	0,1 €/kWh	nousu 1 %/a		energia 0,1 €/kWh	energia +1 %/a
Aika (vuotta)	€/a	€/a	€/a	€/a	€/a
0				-18000,00	-18000,00
1	330,00	330,00	-180,00	-17850,00	-17850,00
2	330,00	333,30	-180,00	-17700,00	-17696,70
3	330,00	336,63	-180,00	-17550,00	-17540,07
4	330,00	340,00	-180,00	-17400,00	-17380,07
5	330,00	343,40	-180,00	-17250,00	-17216,67
6	330,00	346,83	-180,00	-17100,00	-17049,84
7	330,00	350,30	-180,00	-16950,00	-16879,53
8	330,00	353,80	-180,00	-16800,00	-16705,73
9	330,00	357,34	-180,00	-16650,00	-16528,39
10	330,00	360,92	-180,00	-16500,00	-16347,47
11	330,00	364,53	-180,00	-16350,00	-16162,94
12	330,00	368,17	-180,00	-16200,00	-15974,77
13	330,00	371,85	-180,00	-16050,00	-15782,92
14	330,00	375,57	-180,00	-15900,00	-15587,35
15	330,00	379,33	-180,00	-15750,00	-15388,02
16	330,00	383,12	-180,00	-15600,00	-15184,90
17	330,00	386,95	-180,00	-15450,00	-14977,95
18	330,00	390,82	-180,00	-15300,00	-14767,13
19	330,00	394,73	-180,00	-15150,00	-14552,40
20	330,00	398,68	-180,00	-15000,00	-14333,73
21	330,00	402,66	-180,00	-14850,00	-14111,07
22	330,00	406,69	-180,00	-14700,00	-13884,38
23	330,00	410,76	-180,00	-14550,00	-13653,62
24	330,00	414,86	-180,00	-14400,00	-13418,76
25	330,00	419,01	-180,00	-14250,00	-13179,74

Myöskään Aeolos-V 3 kW -turbiini ei tule kannattavaksi laskenta-ajan 25 a puitteissa.

### 7.5.3 Yhteiskäyttö

Edellisissä laskelmissa laitteistojen suurin maksimiteho on mitoitettu niin, että kaikki tuotettu energia voidaan syöttää kohteen sähköverkkoon ilman, että väliin tarvitaan akustoa. Huipputeho 25,9 kW on siis pienempi, kuin kohteen mitattu minimikulutus 30 kW.

Mikäli energiaa aiotaan tuottaa sekä aurinko- että tuulivoimalla, on mahdollista, että toteuttaminen vaatii erillisen akuston hankintaa. Tällöin olisi mietittävä kuinka suuri kapasiteetti akustolta vaadittaisiin ja minkä tyyppinen akkuratkaisu tulisi konaisedullisimmaksi. Esimerkiksi 250 Ah:n SW AGM-akun hinta kirjoitushetkellä

oli 650 €/kpl. 10 akun paketilla päästäisiin 2 500 Ah:n kapasiteettiin hintaan 6 500 €. Toisaalta kyseisten akkujen lataus/purkaussyklien määrä on vain 700-800, jolloin yhdellä vuorokautisella syklillä kestoikä on vain noin 2 vuotta. Saman toimittajan toisella akkutyypillä lataus/purkaussyklien määränä on 3 500 – 3 700 ja taattu kestoikä 10 vuotta. Hinta 357 Ah:n akulla on 1 650 €/kpl (SW Energia 2017.) Samaan 2 500 Ah:n kapasiteettiin päästään 7 akulla yhteishintaan 11 550 €. 10 vuoden aikana edelliset akut olisi uusittava noin 5 kertaa ja kokonaishinnaksi tulisi  $6 \times 6\,500 = 39\,300$  €. Jälkimmäiset olisi uusittava kerran ja kokonaishinnaksi tulisi  $2 \times 11\,550 = 23\,100$  €.

Kohteessa myös suuremman akuston sijoittaminen saattaisi vaatia lisäinvestointeja. Kohteen olemassa olevat teknisten tilojen pinta-ala on hyödynnetty melko tehokkaasti ja ilman muutostöitä riittävän suuri tuuletettu tila on vaikeasti toteutettavissa.

Mahdollisen akuston kustannusten lisäksi yhteiskäyttö saattaisi vaatia säädintekniikan muutoksia. Erillisjärjestelmien hinta-arviot sisältävät tarvittavat säätimet, mutta niiden toimivuus yhteiskäyttötapauksessa ei ole itsestään selvää. Mikäli vertailukohtana käytetään sähköpostitse saatua yhdistelmä säätimen hintatasoa, 17 000 euroa, ja erillislaitteistojen säädintekniikalle käytetään Windside-yhtiön tarjouksen mukaista arvoa 3 500 euroa, tulee yhteiskäytölle lisähintaa edelleen noin  $17\,000 - (2 \times 3\,500) = 10\,000$  euroa.

Edellisten huomioiden ja erillislaitteistoista saatujen tulosten perusteella yhteiskäytön laskentaan etsittiin optimaalisinta skenaariota. Yhteiskäyttöä tarkasteltiin asetelmalla, jossa tuuliturbiinina on Aeolos-V 3 kW ja aurinkopaneelit on sijoitettu 3 kerroksen katolle. Kokonaishinnaksi määriteltiin erillislaitteistojen yhteishinta, 33 000 €. Edelleen laskelmassa oletetaan, että laitteistojen säädintekniikka saadaan toimimaan yhteen ja laitteisto kytketään suoraan verkkoon ilman erillistä akustoa. Lisäksi sähkön hinnan oletetaan nousevan 1 % vuosivauhdilla.



Kummallekin osajärjestelmälle laskettiin euromääräinen nettotuotto vähentämällä tuotetun energian hinnasta vuosittaiset ylläpitokulut. Kokonaisnettotuotolla pienennettiin vuosittain investoinnin alkuarvoa. Laskelma on esitetty taulukossa 14.

Taulukko 14. Yhdistelmälaitteiston koroton kannattavuuslaskelma ajalle 25 a.

	Aurinkopaneelit 12,5 kWp				Aeolos-V 3 kW					
	Tuotto		Ylläpito €/a	Netto €/a	Tuotto kWh/a	€/a	Ylläpito €/a	Netto €/a	Netto yht €/a	Investoinnin arvo €
Aika (vuotta)	kWh/a	€/a								
0										-33000,00
1	9550,00	955,00	-47,75	907,25	3300,00	330,00	-180,00	150,00	1057,25	-31942,75
2	9502,25	959,73	-47,75	911,98	3300,00	333,30	-180,00	153,30	1065,28	-30877,47
3	9454,50	964,45	-47,75	916,70	3300,00	336,63	-180,00	156,63	1073,34	-29804,14
4	9406,75	969,18	-47,75	921,43	3300,00	340,00	-180,00	160,00	1081,43	-28722,71
5	9359,00	973,90	-47,75	926,15	3300,00	343,40	-180,00	163,40	1089,55	-27633,16
6	9311,25	978,62	-47,75	930,87	3300,00	346,83	-180,00	166,83	1097,71	-26535,45
7	9263,50	983,34	-47,75	935,59	3300,00	350,30	-180,00	170,30	1105,89	-25429,56
8	9215,75	988,05	-47,75	940,30	3300,00	353,80	-180,00	173,80	1114,11	-24315,45
9	9168,00	992,76	-47,75	945,01	3300,00	357,34	-180,00	177,34	1122,36	-23193,10
10	9120,25	997,47	-47,75	949,72	3300,00	360,92	-180,00	180,92	1130,63	-22062,46
11	9072,50	1002,17	-47,75	954,42	3300,00	364,53	-180,00	184,53	1138,94	-20923,52
12	9024,75	1006,86	-47,75	959,11	3300,00	368,17	-180,00	188,17	1147,28	-19776,24
13	8977,00	1011,55	-47,75	963,80	3300,00	371,85	-180,00	191,85	1155,65	-18620,58
14	8929,25	1016,23	-47,75	968,48	3300,00	375,57	-180,00	195,57	1164,05	-17456,53
15	8881,50	1020,91	-47,75	973,16	3300,00	379,33	-180,00	199,33	1172,48	-16284,05
16	8833,75	1025,57	-47,75	977,82	3300,00	383,12	-180,00	203,12	1180,94	-15103,11
17	8786,00	1030,23	-47,75	982,48	3300,00	386,95	-180,00	206,95	1189,43	-13913,68
18	8738,25	1034,87	-47,75	987,12	3300,00	390,82	-180,00	210,82	1197,95	-12715,73
19	8690,50	1039,51	-47,75	991,76	3300,00	394,73	-180,00	214,73	1206,49	-11509,24
20	8642,75	1044,14	-47,75	996,39	3300,00	398,68	-180,00	218,68	1215,06	-10294,18
21	8595,00	1048,75	-47,75	1001,00	3300,00	402,66	-180,00	222,66	1223,67	-9070,51
22	8547,25	1053,36	-47,75	1005,61	3300,00	406,69	-180,00	226,69	1232,30	-7838,22
23	8499,50	1057,95	-47,75	1010,20	3300,00	410,76	-180,00	230,76	1240,95	-6597,27
24	8451,75	1062,52	-47,75	1014,77	3300,00	414,86	-180,00	234,86	1249,64	-5347,63
25	8404,00	1067,08	-47,75	1019,33	3300,00	419,01	-180,00	239,01	1258,35	-4089,28

Laskelmasta havaitaan, että oletusarvoilla tuuliturbiinin heikko kannattavuus syö aurinkopaneelien tuottoa niin, ettei laitteistoa saada laskenta-ajan puitteissa kannattavaksi.

## 7.6 Johtopäätökset

Tarkastelluilla laitteistoilla ja oletusarvoilla aurinko- ja tuulienergian yhteiskäyttö ei ole taloudellisesti kannattava vaihtoehto kohteen energiankäytön ostotarpeen pienentämistä silmällä pitäen. Mikäli taloudellisten aspektien rinnalle otetaan muita näkökohtia, esimerkiksi erilaiset yhteistyökumppanuudet sekä julkisuusarvo, voi yhteiskäyttö olla perusteltu vaihtoehto.

## 8 YHTEENVETO

Tuuli- ja aurinkovoiman kohdekohtaista yhteiskäyttöä harkittaessa suunnittelua hankaloittaa se, että tietoa dataa eri järjestelmien väliltä on hyvin eritasoisesti saatavilla. Aurinkoenergian hyödyntämisestä kohdekohtaisessa energiantuotannossa löytyy optimaalisen ratkaisun suunnittelun avuksi runsaasti tietoa. Tuulienergian mahdollisuuksia mietittäessä sen sijaan saatavilla oleva data keskittyy suurelta osin kaupalliseen toimintaan tähtäävään tuulienergian tuotannon tunnuslukuihin. Pientuulivoimasta saatavilla oleva tieto on vähäistä ja keskittynyt pitkälti Off-Grid-ratkaisuihin ja saarekekäyttöihin. Myös yhteiskäyttöjärjestelmien olemassa oleva tieto koskee suurelta osin kiinteän verkon ulkopuoliseen sähkön tuotantoon keskittyneitä ratkaisuja.

Toinen haaste yhteiskäytön suunnittelussa on se, että ilman kaupallista mallinnusohjelmaa optimaalisen koon määrittäminen eri tuotantomuotojen välille on vaikeaa. Pyrittäessä optimoimaan investoinnin ja tuotetun energian suhde tulee käsiteltäväksi useita muuttujia, joiden hallinta erikseen laskettaessa on työläs prosessi.

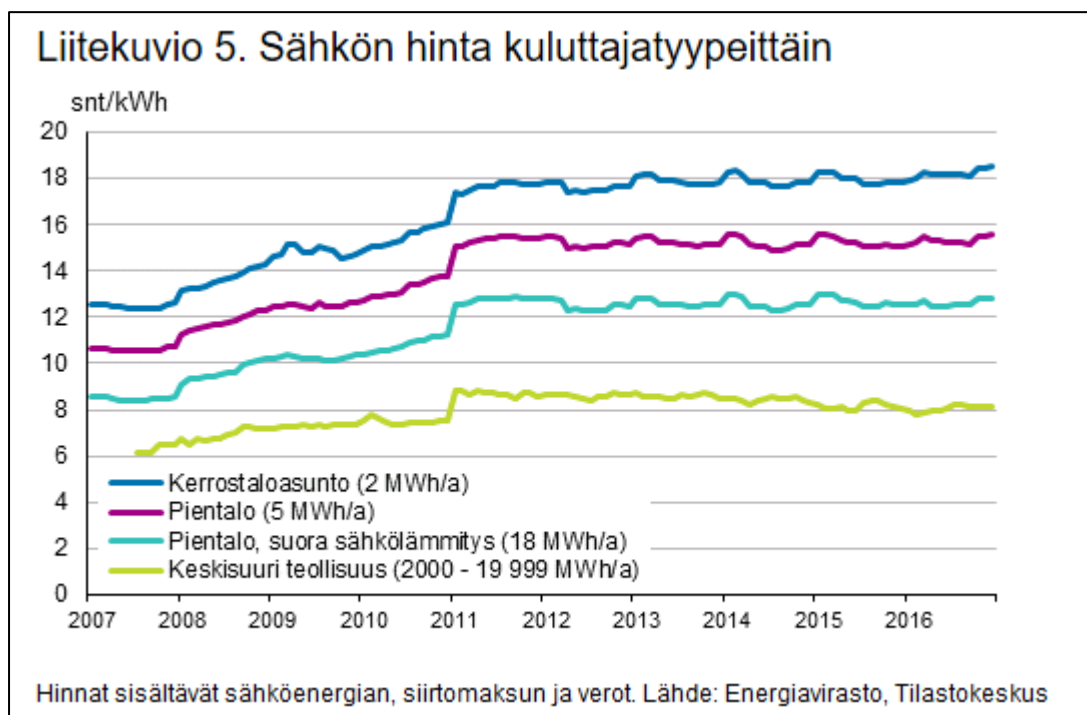
Toimivan mallinnusohjelman tarve konkretisoitui esimerkkikohteen vertailulaskelmia tehtäessä. Mikäli aurinko- tai tuulienergian tuoton oletusarvoja muutettiin, oli kokonaisuus laskettava aina uudelleen. Mallinnusohjelmalla muutoksen vaikutus saadaan näkyville välittömästi ja eri parametreja voidaan testata suhteellisen nopeasti ja helposti. On kuitenkin huomattava, että mallinnusohjelmaakin käytettäessä perusparametrien arvoille on oltava riittävä dataperusta. Mikäli ohjelmalle syötetyt alkuarvot järjestelmän ominaisuuksista perustuvat olettamuksiin, ei laskelman lopputulosta voida pitää luotettavana.

Kolmas haaste yhteiskäytön kohdalla on se, että eri toimittajilta hankittavien järjestelmien säätötekniikan yhteensopivuudesta ei ole saatavilla riittävästi tietoa. Eri säätöjärjestelmät saattavat olla yhteen sovitettavissa niin, että kokonaisjärjestelmä saadaan toimivaksi. Yhteensovittaminen saattaa kuitenkin aiheuttaa enna-

koimattomia kustannuksia eikä ole varmaa, toimiiko kokonaisjärjestelmä silti optimaalisella tasolla. Tällöin myös laskelmissa tavoiteltu tuotto saattaa jäädä oletettua pienemmäksi.

Esimerkkikohteena toimivan Kotka Marentarium Oy:n kohdalla puutteellinen data eri säätöjärjestelmien yhteensopivuudesta ja varsinkin pientuulivoiman kustannuksista johti siihen, että kannattavuusarviointi eri vaihtoehtojen välillä oli suoritettava oletusarvoilla. Tehtyjä laskelmia arvioitaessa on huomattava, että laskelmassa käytetty pientuulivoiman ylläpitokustannusarvio, 1 % investoinnin arvosta, jää todennäköisesti todellisia käyttökuluja alhaisemmaksi. Laskelma osoittaa kuitenkin sen, että tarkastelluilla laitekoonpanoilla pientuulivoimalla saatava energiantuotto ei riitä kattamaan sen aiheuttamia kuluja oletettavissa olevalla käyttöiällä. Kohteen osalta aurinko- ja tuulivoimaenergian hyödyntämismahdollisuuksien kartoitusprosessi jatkui opinnäytetyön valmistumisen jälkeen.

Oman energiantuotannon kannattavuuden arvioinnissa yksi olennainen muuttuja on energian ostohinta. Sähköenergian hintakehitys on viime vuosina ollut melko maltillista. Tilastokeskuksen 8.3.2017 julkaiseman kaavion mukaan vuoden 2011 alussa tapahtuneen hyppäyksen jälkeen hintataso on pysynyt vakaana (Suomen virallinen tilasto 2017). Hintatason muutokset pidemmällä aikavälillä voivat kuitenkin olla mahdollisia. Omaa energiantuotantoa harkittaessa hintatason nousua voi pitää investoinnin kannattavuutta parantavana tekijänä. Asia ei kuitenkaan ole aivan suoraviivainen. On mahdollista, että energian ostohinnan merkittävä nousu nostaa myös muita järjestelmän elinkaarikustannuksia. Tällöin parantunut euroääräinen tuotto kuluisi osaltaan kallistuneiden kustannusten kattamiseen. Sähköenergian hintakehitys kuluttajatyypeittäin v. 2007 - 2017 on esitetty kuvassa 32.



Kuva 32. Sähkön hinta kuluttajatyypeittäin v. 2007 – 2017 (Suomen virallinen tilasto 2017)

Aurinko- ja tuulienergian muodostama hybridijärjestelmä on haasteellinen arvioida myös siksi, että aurinkoenergian osalta tuotekehitys on hyvin nopeaa. Aurinkosähköjärjestelmien LCOE-hinta on laskenut kansainvälisesti vuosien 2008 – 2014 aikana 42 – 64 % (FinSolar 2017a). Tämä johtuu useammastakin seikasta. Alalla on paljon kilpailua, joka on omiaan pitämään järjestelmien hintatason kurissa, aurinkosähkön tuottamiseen käytetty tekniikka on kehittynyt ja lisäksi järjestelmien hyötysuhdelukemat ovat parantuneet. Pientuulivoiman osalta kehitys on kuitenkin hitaampaa. Markkinat ovat rajoitetummat ja tuotantokustannukset korkeammat. Niin sanottuun mökkikäyttöön soveltuvia pientuuliturbiineja valmistaa useampikin yritys, mutta siirryttäessä isompiin kokoluokkiin ja laatutason vaateiden noustessa laitteistojen saatavuus on vähäisempää. Varsinkin pysty akselisten mallien hintataso tuotettuun energiamäärään nähden on myös suhteellisen korkea.

Tuulivoiman osalta hankaluutena on myös energian tuoton arviointi. Suomen tuuliatlas on hyvä perustietolähde, mutta sen alin laskentakorkeus on 50 m. Puhuttaessa pientuulivoimasta jäädyään useimmiten tämän lukeman alle ja nopeutta on

arvioitava laskennallisesti tai paikkakohtaisella mittauksella. Laskennallinen tarkastelu sisältää maan pintamuodosta riippuvan rosoisuusparametrin, jonka määrittäminen luotettavasti voi olla haasteellista. Tästä johtuen parempi vaihtoehto on paikalla suoritettu tuulimittaus. Mittari olisi saatava samaa korkeuteen, kuin ajateltu turbiinin napakorkeus, ja mittausjakson keston olisi oltava vähintään 12 kk, mieluummin enemmän. Pitkäkestoisen mittauksen järjestäminen ja tulosten analysointi vaativat kuitenkin myös taloudellista panostusta. Pientuulivoiman osalta voi käydä niin, että järjestelmästä mahdollisesti saatava kate syödään jo suunnitteluvaiheessa.

Hybridijärjestelmän suunnittelu on siis aikaa ja työtä vaativa prosessi. Suunnitteluun kuitenkin kannattaa panostaa, sillä järjestelmä suunnitellaan yleensä melko pitkälle aikavälille, noin 20 – 30 vuotta. Huolellisella pohjatyöllä voidaan merkittävästi vaikuttaa investoinnin lopullisiin elinkaarikustannuksiin.

## LÄHTEET

Abbes, D. 2014-2015: Power Converters and Control of Renewable Energy Systems. Erasmus Mundus Masters Course. PDF-dokumentti. Saatavissa: <http://www.da-engineering.com/enseignement/cours/> [viitattu 10.3.2017].

ANew Institute 2017: Darrieus Wind Turbines. WWW-dokumentti. Saatavissa: <http://www.anew-institute.com/darrieus-wind-turbines.html> [viitattu 14.3.2017].

Asp, S. 2016. Oy Windside Production Ltd:ltä sähköpostitse 3.10.2016 saadut WS-2CityG turbiinin tuottokuvaajat sekä alustava tarjous. Sähköpostiviesti. [Viitattu 9.12.2016]

Auvinen, K., Lovio, R., Jalas, M., Juntunen, J., Liuksiala, L., Nissilä, H., Müller, J. 2016.: FinSolar: Aurinkoenergian markkinat kasvuun suomessa. Aalto-yliopiston julkaisusarja KAUPPA + TALOUS, 1/2016. ISBN 978-952-60-6767-4. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://aaltodoc.aalto.fi/handle/123456789/20264> [viitattu 14.3.2017].

CO<sub>2</sub> raportti 2014: Aurinkoenergian hinta kilpailukykyinen jo monessa maassa. Verkkolehti. Saatavissa: [http://www.co2-raportti.fi/?page=ilmastouutisia&news\\_id=4180](http://www.co2-raportti.fi/?page=ilmastouutisia&news_id=4180) [viitattu 7.3.2017].

Ecoexperts 2017: Which solar panels are most efficient? WWW-dokumentti. Saatavissa: <http://www.theecoexperts.co.uk/which-solar-panels-are-most-efficient> [viitattu 3.3.2017].

Elektroscandia 2017: Aurinkosähkö, usein kysytyt kysymykset. WWW-dokumentti. Saatavissa: <http://elektroscandia.fi/fi/Palvelut/Aurinkosahko/Usein-kysytyt-kysymykset/> [viitattu 10.3.2017].

Etelä-Kymenlaakson karttapalvelu 2017. WWW-palvelu. Saatavissa: <http://kartta-palvelu.kotka.fi/> [viitattu 10.12.2016].

FinSolar 2017a: Aurinkosähkön hinnat ja kannattavuus. WWW-dokumentti. Saatavissa: <http://www.finsolar.net/aurinkoenergian-hankintaohjeita/aurinkosahkon-hinnat-ja-kannattavuus/> [viitattu 13.3.2017].

FinSolar 2017b: Kannattavuuslaskurit. WWW-palvelu. Saatavissa: <http://www.finsolar.net/aurinkoenergian-hankintaohjeita/kannattavuuslaskurit/> [viitattu 13.3.2017].

Finnwind 2017: Mikä on aurinkopaneelien käyttöikä? WWW-dokumentti. Saatavilla: <http://www.finnwind.fi/aurinkovoima/#aurinkopaneelin-kayttoika> [viitattu 10.3.2017].

Genesisnanotech 2016: Perovskite solar cells hit new world efficiency record. Verkkoletti. Saatavissa: <https://genesisananotech.wordpress.com/2016/12/03/perovskite-solar-cells-hit-new-world-efficiency-record/> [viitattu 3.3.2017].

Gupta, S.C., Kumar, Y., Agnihotri, G. 2011: REAST: Renewable energy analysis and sizing tool. Regular paper, Journal of Electrical Systems 7-2 2011. Verkkojulkaisu. Saatavissa: <http://journal.esrgroups.org/jes/edition-2011.php> [viitattu 7.3.2017].

Haveri, M. 2013: Moniroottorisen tolppatuulivoimalan sähkötekkinen suunnittelu. Opinnäytetyö, Tampereen ammattikorkeakoulu. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://www.theseus.fi/handle/10024/61734> [viitattu 10.12.2016].

Huleihil, M. & Mazor, G. 2012: Advances in Wind Power. Chapter 1: Wind Turbine Power. Book edited by Rupp Carriveau, ISBN 978-953-51-0863-4. Published: Nov. 21, 2012 under CC BY 3.0 license. Verkkojulkaisu. Saatavilla: <http://www.intechopen.com/books/fundamental-and-advanced-topics-in-wind-power/wind-turbines-theory-the-betz-equation-and-optimal-rotor-tip-speed-ratio> [viitattu 10.3.2017].

Isojunno, V. 2014: Aurinkosähköjärjestelmän suunnittelu. Insinööritö, Metropolia Ammattikorkeakoulu. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://www.theseus.fi/handle/10024/74844> [viitattu 5.3.2017].

Keskinen, E. 2015: Aurinkosähkö osana hybridisähkötuotantojärjestelmää. Opinnäytetyö, Tampereen ammattikorkeakoulu. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://www.theseus.fi/handle/10024/91539> [viitattu 14.3.2017].

Khare, V., Baredar, P., Nema, S. 2016: Solar-wind hybrid renewable system: A review. Article in Renewable and Sustainable Energy Reviews, May 2016. PDF-dokumentti. Saatavissa: [https://www.researchgate.net/publication/289724643\\_Solar-wind\\_hybrid\\_renewable\\_energy\\_system\\_A\\_review](https://www.researchgate.net/publication/289724643_Solar-wind_hybrid_renewable_energy_system_A_review) [viitattu 7.3.2017].

Korpela, A. 2013: SMG-4500 Tuulivoima, luento 5. Tampereen teknillinen yliopisto. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://www.tut.fi/smg/tp/kurssit/SMG-4500/2013/luento5.pdf> [viitattu 14.3.2017].

KSOY 2016. Kymenlaakson Sähkö Oy:n (KSOY) toimittamat vuosikulutustiedot ja tuntidata-aineisto Kotka Maretariumista. Excel-tiedosto. [Viitattu 8.9.2016].

Madsen, P. 2008: Introduction to the IEC 61400-1 standard. Risø DTU, Technical University of Denmark. PDF-dokumentti. Saatavilla: <http://www.windpower.org/en/search.html?q=IEC> [viitattu 14.3.2017].

Maretarium 2016. Kotka Maretariumin toimittamat rakennusta ja käyttöä koskevat perustiedot. Sähköpostiviesti. [Viitattu 8.9.2016].

Motiva 2016a: sähkön pientuotanto. WWW-dokumentti. Saatavissa: [http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva\\_energia/sahkon\\_pientuotanto](http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/sahkon_pientuotanto) [viitattu 3.1.2017].

Motiva 2016b: Aurinkolämmön perusteet. WWW-dokumentti. Saatavissa: [http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva\\_energia/aurinkoenergia/aurinko-lampo/aurinkolammon\\_perusteet/aurinkolammon\\_passiivinen\\_hyodyntaminen](http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinko-lampo/aurinkolammon_perusteet/aurinkolammon_passiivinen_hyodyntaminen). [viitattu 25.2.2017].

Motiva 2016c: Tuulivoimateknologia. WWW-dokumentti. Saatavissa: [https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/tuulivoima/tuulivoimateknologia](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/tuulivoima/tuulivoimateknologia) [viitattu 10.3.2017].

Motiva 2017a: Aurinkosähköteknologiat. WWW-dokumentti. Saatavissa: [https://www.motiva.fi/etusivu\\_2010/toimialueet/uusiutuva\\_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat](https://www.motiva.fi/etusivu_2010/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat) [viitattu 3.3.2017].

Motiva 2017b: Auringon säteilyn määrä suomessa. WWW-dokumentti. Saatavissa: [https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon\\_perusteet/auringonsateilyn\\_maara\\_suomessa](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa) [viitattu 8.3.2017].

Motiva 2017c: Aurinkopaneelien asentaminen. WWW-dokumentti. Saatavissa: [http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva\\_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/hankinta\\_ja\\_asennus/aurinkopaneelien\\_asentaminen](http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkopaneelien_asentaminen) [viitattu 8.3.2017].

Phocos 2017: Comparing PWM & MPPT Charge Controllers. PDF-dokumentti. Saatavilla: <http://www.phocos.com/resources/support/guides/> [viitattu 14.3.2017].

PVGIS-ohjelma. WWW-palvelu. Saatavissa: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/sol-res/solrespvgis.htm> [viitattu 3.12.2016].

ResearchGate 2016. WWW-dokumentti. Saatavissa: [https://www.researchgate.net/figure/231007995\\_fig1\\_Figure-1-Effect-of-temperature-on-the-current-voltage-characteristics-of-a-solar-cell](https://www.researchgate.net/figure/231007995_fig1_Figure-1-Effect-of-temperature-on-the-current-voltage-characteristics-of-a-solar-cell) [viitattu 8.9.2016].

Rimstar 2017: Sizing solar array. WWW-dokumentti. Saatavilla: [http://rimstar.org/renewnrg/sizing\\_selecting\\_solar\\_panels\\_pv\\_off\\_grid.htm](http://rimstar.org/renewnrg/sizing_selecting_solar_panels_pv_off_grid.htm) [viitattu 8.3.2017].

Saarensilta, J., 2012: Aurinkosähkön hyödyntäminen. Insinööritoimisto, Metropolia Ammattikorkeakoulu. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://www.theseus.fi/handle/10024/53374> [viitattu 8.3.2017].

Solardat 2016: SunChart -ohjelma. WWW-palvelu. Saatavissa: <http://solar-dat.uoregon.edu/cgi-bin/SunChart.cgi> [viitattu 3.12.2016].

Solarplanner 2015: Photovoltaic tutorial. WWW-dokumentti. Saatavissa: [http://www.thesolarplanner.com/anatomy\\_pv\\_panel.html](http://www.thesolarplanner.com/anatomy_pv_panel.html) [viitattu 5.12.2016].



Solarworld 2017: Sunmodule datasheet. PDF-dokumentti. Saatavissa: [https://www.solarworld-usa.com/technical-downloads/datasheets#Production\\_data\\_sheets](https://www.solarworld-usa.com/technical-downloads/datasheets#Production_data_sheets) [viitattu 8.3.2017].

Sohlberg, S. 2013: Hybridisovellukset laivajärjestelmissä. Insinöörityö, Metropolia ammattikorkeakoulu. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://www.theseus.fi/handle/10024/57665> [viitattu 14.3.2017].

Suomen tuuliatlas 2016a: Tuuliatlaksen mallinnus. WWW-dokumentti. Saatavissa: <http://www.tuuliatlas.fi/mallinnus/index.html> [viitattu 10.12.2016].

Suomen tuuliatlas 2017a: Maaston rosoisuus tuuliatlasmallinnuksessa. WWW-dokumentti. Saatavissa: [http://www.tuuliatlas.fi/mallinnus/mallinnus\\_3.html](http://www.tuuliatlas.fi/mallinnus/mallinnus_3.html) [viitattu 4.1.2017].

Suomen tuulivoimayhdistys 2017a: Mitä tuuli on. WWW-dokumentti. Saatavissa: <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta/mita-tuuli-on> [viitattu 10.3.2017].

Suomen tuulivoimayhdistys 2017b: Tuulivoimatekniikka. WWW-dokumentti. Saatavissa: <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta/tuulivoimatekniikka> [viitattu 10.3.2017].

Suomen tuulivoimayhdistys 2017c: Pientuulivoima. Saatavissa: <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/pientuulivoima> [viitattu 10.3.2017].

Suomen tuulivoimayhdistys 2017d: Mistä muodostuvat tuulivoiman kustannukset? WWW-dokumentti. Saatavissa: <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/usein-kysytyt-kysymykset/mista-muodostuvat-tuulivoiman-kustannukset> [viitattu 14.3.2017].

Suoniemi, K., 2014: Pientuulivoiman suunnittelu ja tuotannon ennustus kuluttajan näkökulmasta. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto. PDF-dokumentti. Saatavissa: <http://dspace.cc.tut.fi/dpub/handle/123456789/22242> [viitattu 10.12.2016].

Suomen virallinen tilasto 2017: Liitekuvio 5: Sähkön hinta kuluttajatyypeittäin. Suomen virallinen tilasto (SVT): Energianhinnat. ISSN 1799-7984. 4. vuosineljännes 2016. Helsinki: Tilastokeskus. WWW-dokumentti. Saatavissa: [http://www.stat.fi/til/ehi/2016/04/ehi\\_2016\\_04\\_2017-03-08\\_kuv\\_005\\_fi.html](http://www.stat.fi/til/ehi/2016/04/ehi_2016_04_2017-03-08_kuv_005_fi.html) [viitattu 2.4.2017].

Switcher, E. 2009: Compton lecture 4: The wind. WWW-dokumentti. Saatavissa: [http://www.zanran.com/q/Efficiency\\_and\\_Tip\\_Speed\\_Ratios](http://www.zanran.com/q/Efficiency_and_Tip_Speed_Ratios) [viitattu 12.3.2017].

Sähkömarkkinalaki SML 588/2013, 3§12. WWW-dokumentti. Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588#Pidp179776> [viitattu 3.12.2016].

SW Energia 2017: Aurinkopaneelijärjestelmän akut. WWW-dokumentti. Saatavissa: <http://www.swenergia.fi/mokkilaiset/energia-aurinkojarjestelmat/aurinkopaneelijarjestelman-akut.html> [viitattu 14.3.2017].

Tampereen teknillinen yliopisto 2016: Orgaaniset aurinkokennot tulevat arkeen. WWW-dokumentti. Saatavissa: <http://www.tut.fi/fi/tietoa-yliopistosta/uutiset-ja-tapahtumat/vaitostiedotteet/orgaaniset-aurinkokennot-tulevat-arkeen-x155679c2> [viitattu 7.1.2017].

Turbinesinfo 2011: Horizontal Axis Wind Turbines. Saatavissa: <http://www.turbinesinfo.com/horizontal-axis-wind-turbines-hawt> [viitattu 14.3.2017]

Urho, A. 2013: Tuulivoiman syöttötariffijärjestelmän toimivuus ja tuulivoiman esteet Suomessa. Maisterin tutkinnon tutkielma, Aalto yliopisto. PDF-dokumentti. Saatavissa: <http://epub.lib.aalto.fi/fi/ethesis/id/13426> [viitattu 14.3.2017].

Wind Power Program 2017: 14. Wind turbine characteristics. WWW-dokumentti. Saatavissa: [http://www.wind-power-program.com/turbine\\_characteristics.htm](http://www.wind-power-program.com/turbine_characteristics.htm) [viitattu 14.3.2017].

Wind-turbine-models 2017: Dornier Darrieus 55. WWW-kuvapalvelu. Saatavissa: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines> [viitattu 14.3.2017].

Vähämartti, P. 2016: Nocart Ltd:ltä 20.12.2016 sähköpostitse saatu hinta-arvio hybridijärjestelmän säätimelle. Sähköpostiviesti. [Viitattu 10.12.2016].

